

# **Aspekte der Netzeinbindung von Windenergieanlagen**

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften  
der Universität Duisburg-Essen  
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

von

Michael Wilch

aus

Bottrop

1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich
2. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

Tag der mündlichen Prüfung: 25.04.2013



## **Zusammenfassung**

Diese Arbeit zeigt wichtige Aspekte auf, die bei der Einbindung großer Windenergieleistungen in ein bestehendes elektrisches Übertragungsnetz zu berücksichtigen sind. Es werden Konzepte und Modelle von modernen Windturbinen entwickelt und vorgestellt, die bei den notwendigen Netzberechnungen einzusetzen sind. Zusätzlich werden grundlegende stationäre und dynamische Untersuchungen, nämlich die Gestaltung von Windparknetzen und ihrer Anbindung, der Spannungs- und Blindleistungshaushalt und das Durchfahren von Netzfehlern und die Kurzschlussstrombeiträge von Windturbinen vorgestellt. Darauf aufbauend werden Probleme beim Betrieb von Windparks untersucht. Dazu gehören die Blindleistungsoptimierung unter Verlustgesichtspunkten, die Spannungsregelung mit Windturbinen in ländlichen Mittelspannungsnetzen, aber auch die dynamischen Grenzen der Maximalströme eines Windparks und die kurzfristige Frequenzstützung mit Windturbinen bei Erzeugungsdefizit.

## **Abstract**

This thesis describes important aspects which have to be addressed during integration of large wind power into an existing electrical transmission grid. First, concepts and analytical models of modern wind turbines are developed and introduced, which have to be used for simulation studies during integration assessments. Additionally, stationary and dynamical investigations, to be specific the design of wind farm grids and their connection to the transmission grid, the voltage and reactive power management in wind farms and fault ride-through as well as short-circuit current contribution of wind turbines will be described. Based on that, challenges during operation of wind farms are addressed. In detail, strategies for reactive power optimization to minimize losses, voltage control by wind turbines in rural distribution networks, but also dynamical limits of maximum current of a wind farm and short-term frequency support of wind turbines during under-frequency events are described.





---

# Inhaltsverzeichnis

<b>ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>I</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>I</b>
<b>INHALTSVERZEICHNIS.....</b>	<b>III</b>
<b>VORWORT.....</b>	<b>VII</b>
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>2 WINDTURBINEN: KONZEPTE UND MODELLE .....</b>	<b>5</b>
2.1 DOPPELTGESPEISTE ASYNCHRONMASCHINE .....	12
2.1.1 <i>Vollständiges Modell</i> .....	12
2.1.2 <i>Modell dritter Ordnung</i> .....	15
2.1.3 <i>Stationäres Modell</i> .....	20
2.2 VOLLUMRICHTERANLAGE MIT SYNCHRONMASCHINE.....	22
2.2.1 <i>Vollständiges Modell der Synchronmaschine</i> .....	24
2.2.2 <i>Vollständiges Modell der permanentmagneterregten Synchronmaschine</i> .....	26
2.2.3 <i>Reduziertes Modell der permanentmagneterregten Synchronmaschine</i> .....	26
2.2.4 <i>Stationäres Modell der permanentmagneterregten Synchronmaschine</i> .....	31
<b>3 PLANUNG UND AUSLEGUNG DER EINBINDUNG GROßER WINDENERGIELEISTUNGEN .....</b>	<b>35</b>
3.1 STATIONÄRE UNTERSUCHUNGEN .....	36
3.1.1 <i>Netzgestaltung bei Windparks</i> .....	37
3.1.1.1 Verteilnetz im Windpark .....	37
3.1.1.2 Netzanbindung von Offshorewindparks.....	40
3.1.1.2.1 Drehstromkabel .....	41
3.1.1.2.2 Gasisolierte Leiter .....	42
3.1.1.2.3 Hochspannungsgleichstromübertragung.....	43
3.1.1.3 Verluste .....	47
3.1.2 <i>U/Q-Management</i> .....	51
3.1.2.1 Kabel.....	54
3.1.2.2 Transformatoren mit Stufenstellern .....	55
3.1.2.3 Zusätzliche Spulen und Kondensatorbänke.....	56
3.1.2.4 FACTS.....	57
3.1.2.5 Umrichterergespeiste Erzeuger .....	59
3.2 SPANNUNGSTÜTZUNG IM FEHLERFALL.....	60
3.2.1 <i>Durchfahren von Netzfehlern</i> .....	62
3.2.2 <i>Kurzschlussstrombeiträge</i> .....	68

<b>4</b>	<b>U/Q-OPTIMIERUNG IN WINDPARKS</b>	<b>77</b>
4.1	U/Q-OPTIMIERUNG IN OFFSHORE-WINDPARKS	77
4.1.1	Problemstellung	77
4.1.2	Adaptive Partikelschwarm-Optimierung	77
4.1.3	Definition der Optimierungsaufgabe	80
4.1.4	Simulation und Auswertung	81
4.2	U/Q-REGELUNG IM MITTELSPANNUNGSNETZ MIT WINDEINSPEISUNG	90
4.2.1	Einleitung	90
4.2.2	Auslegung der Szenarien	92
4.2.3	Blindleistungsbereitstellung durch die Windturbinen	95
4.2.4	Untersuchungsergebnisse	98
4.2.5	Schlussfolgerung	107
<b>5</b>	<b>GRENZEN DER STROMEINPRÄGUNG EINES WINDPARKS WÄHREND EINES SPANNUNGSEINBRUCHS</b>	<b>109</b>
5.1	EINLEITUNG	109
5.2	EINFLUSS DES WINDPARKSTROMES	111
5.3	MAXIMALE SPANNUNGSANHEBUNG	114
5.4	MAXIMALSTRÖME DER UMRICHTER	116
5.5	STROMBEGRENZUNG ZUR STABILITÄTSVERBESSERUNG	118
5.6	ZUSAMMENFASSUNG	122
<b>6</b>	<b>FREQUENZSTÜTZUNG MIT WINDENERGIEANLAGEN</b>	<b>127</b>
6.1	STAND DER FORSCHUNG	128
6.2	REGLERANPASSUNG FÜR DIE FREQUENZSTÜTZUNG	129
6.3	VERWENDETES TESTNETZ	131
6.4	MÖGLICHKEITEN DER WINDTURBINEN ZUR FREQUENZSTÜTZUNG	133
6.4.1	Angedrosselte Fahrweise	133
6.4.2	Stützung aus der rotierenden Masse, Methode I	136
6.4.3	Stützung aus der rotierenden Masse, Methode II	145
6.4.4	Zusammenfassung zu den Methoden der Frequenzstützung mit Windturbinen	155
<b>7</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>157</b>
<b>8</b>	<b>AUSBLICK</b>	<b>159</b>
	<b>ANHANG 1</b>	<b>161</b>
	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b>	<b>163</b>

<b>VERÖFFENTLICHUNGEN IM RAHMEN DIESER ARBEIT .....</b>	<b>173</b>
<b>BETREUTE STUDENTISCHE ABSCHLUSSARBEITEN .....</b>	<b>177</b>



## **Vorwort**

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg-Essen. Die vorliegende Arbeit wäre ohne die Hilfe vieler Menschen aus meiner Umgebung nicht möglich gewesen, denen ich an dieser Stelle daher herzlich danken möchte.

Mein erster Dank gilt meinem Doktorvater Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich, Leiter des Fachgebietes Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg-Essen. Die vorliegende Arbeit wäre ohne seine fortwährende Hilfe und Unterstützung nicht möglich gewesen.

Ebenfalls danken möchte ich Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann, Leiter des Fachgebietes Elektrische Energieversorgung der Leibniz-Universität Hannover, für seine Bereitschaft zur Übernahme des Zweitgutachtens. Von seinen zahlreichen und fundierten Anmerkungen und Hinweisen hat diese Arbeit stark profitiert.

Besonderer Dank gilt meinen Kollegen im Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze für die gute Zusammenarbeit und die Unterstützung bei meiner Arbeit. Danken möchte ich auch Prof. Dr.-Ing. habil. Gerhard Krost für die Möglichkeit, meine Erkenntnisse während einer praxisnahen Untersuchung zur Steigerung des Windenergieanteils an einem nur schwach in ein Verbund eingebundenes Netz in Mittelamerika zu überprüfen. Leider konnten die Ergebnisse dieses Projekts aufgrund von Geheimhaltungsvereinbarungen nicht in dieser Arbeit dargestellt werden.

Mein besonderer Dank gilt meiner Ehefrau Kerstin Wilch und meinem Sohn Oskar, die mich mit Ihrer Liebe und Fürsorge, viel Geduld und fortwährender Motivation dazu gebracht hat, diese Arbeit erfolgreich abzuschließen.

Schließlich danke ich selbstverständlich auch meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, die es mir ermöglicht haben, meinen Weg so zu wählen und zu beschreiten, dass ich dieses Ergebnis erreichen konnte.

Bottrop, im März 2014



# 1 Einleitung

Die Grundidee zu dieser Arbeit entstand durch die Beteiligung des Fachgebietes Elektrische Anlagen und Netz (EAN) der Universität Duisburg-Essen an der Erarbeitung der dena (kurz für: Deutsche Energieagentur)-Netzstudie II, mit vollständigem Titel „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore für die Jahre 2020-2025“. Dabei lag der Fokus des Fachgebietes EAN auf Teil II der Studie, der sich mit den technischen Herausforderungen an den veränderten Netzbetrieb beschäftigte. Parallel zu diesem Großprojekt wurden weitere Industrieprojekte bearbeitet. Bei diesen Projekten ging es, in Zusammenarbeit mit einem großen deutschen Windturbinenhersteller, oftmals um Berechnungen zur Netzverträglichkeit als Voraussetzung für die Netzanschlusszusage für einen konkreten Windpark. Im Rahmen dieser Arbeit wurden daher Kurzschlussuntersuchungen für die erste errichtete Windturbine mit doppeltgespeister Asynchronmaschine mit einer Nennleistung von 5 MW durchgeführt. Dieser Turbinentyp wurde kurz darauf in einem belgischen Offshore-Windpark eingesetzt, wofür ebenfalls die Berechnungen zur Netzverträglichkeit durchgeführt wurden.

In diesem Windpark sollte ein übergeordneter Parkregler eingesetzt werden, dessen Hauptaufgabe das Anfahren und Halten eines vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungssollwertes war. In Kapitel 4 werden Untersuchungen vorgestellt, die die grundsätzlichen Möglichkeiten und Randbedingungen identifizieren, die bei der Reglerauslegung zu beachten sind. Einige der so gewonnenen Erkenntnisse sind später auf herkömmliche Mittelspannungsnetze und der dortigen Spannungshaltung erweitert worden (Kapitel 4.2).

Schon früh fiel bei den Untersuchungen zur Netzverträglichkeit von Windparks, bei denen Kurzschlussuntersuchungen einen wichtigen Teil ausmachen, auf, dass die Windturbinen Symptome zeigen, die von durchschlüpfenden Polrädern bei Synchronmaschinen bekannt sind. Nähere Untersuchungen dieser Beobachtung führten zu den Erkenntnissen, die in Kapitel 5 zusammengefasst sind.

Im Rahmen der dena-Studie II (siehe [1]) kam schließlich die Frage auf, welche Möglichkeiten Windturbinen zur Frequenzstützung im Fall von Unterfrequenzereignissen,

also fehlender Erzeugungsleistung, bieten. Die Grundlagen und anschließenden Untersuchungen zeigt Kapitel 6 auf.

Im Rahmen der Erarbeitung einer Netzstudie für ein lateinamerikanisches Land war schließlich die Möglichkeit gegeben, viele Punkte und Probleme, die schon zuvor, vor allem während der dena-II-Studie, aufgeworfen wurden, noch einmal an einem anderen, realen Netz nachzuprüfen. Dabei zeigte sich aber auch, dass das europäische Verbundnetz mit seinen nach wie vor großen rotierenden Massen und Primärregelreserven vergleichsweise gering vom Ausbau der Windenergie verändert wird. Die Veränderungen werden aber in Zukunft sicherlich zunehmen, wenn nicht an Tempo gewinnen.

Diese Arbeit beginnt mit einer Vorstellung der Konzepte und Modelle moderner Windenergieanlagen. Dabei handelt es sich zum einen um die doppeltgespeiste Asynchronmaschine, zum anderen um die permanentmagneterregte Synchronmaschine mit Vollumrichter (der Umrichter ist für die gesamte Maschinenleistung ausgelegt und entkoppelt die Maschine komplett vom Netz). Im Anschluss werden stationäre und dynamische Untersuchungen, die bei der Einbindung von Windparks in das Verbundnetz zu beachten sind, vorgestellt. Daraufhin folgt eine Vorstellung der schon im vorhergehenden Absatz kurz angesprochenen Ergebnisse zu speziellen Fragestellungen. Der Stand der Wissenschaft wird in Kapitel 2 und Kapitel 3 dargestellt, zu detaillierteren Problemstellungen findet eine Vorstellung in den Kapiteln 4, 5 und 6 statt.

Es ist nicht das Ziel dieser Arbeit, eine umfassende Betrachtung aller Aspekte, die bei der Einbindung großer Windenergieleistungen in ein bestehendes Übertragungsnetz zu berücksichtigen sind, ganzheitlich zu untersuchen und darzustellen. Derartige Arbeiten sind in der Literatur zu finden, als Beispiel seien hier die beiden umfangreichen Netzstudien im Auftrag der Deutschen Energieagentur (siehe dazu [1], [2] und [75]), auf europäischer Ebene die Studien der European Wind Energy Association [3] sowie der europäischen Netzbetreiber [4] genannt.

Bei den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen wurde erstmals ein adaptiver Partikelschwarm-Optimierungsalgorithmus (APSO) eingesetzt, um den gesamten Blindleistungshaushalts eines Offshorewindparks inklusive der Drehstromnetz-



anbindung zu optimieren. Es konnte gezeigt werden, dass der Einsatz dieses Optimierungswerkzeugs es ermöglicht, das globale Minimum und Maximum (je nach Optimierungsziel) schnell und zuverlässig zu ermitteln. Dieser Optimierungsalgorithmus wurde anschließend zur Verlustminimierung in einem herkömmlichen, ländlichen Mittelspannungsnetz eingesetzt. Dadurch wurde belegt, dass der Algorithmus universell zur Lösung von Lastflussoptimierungsproblemen einsetzbar ist. Er konvergiert schneller als viele andere bisher bekannte Optimierungsalgorithmen und identifiziert zuverlässig das globale Minimum beziehungsweise Maximum.

Untersuchungen des Lehrstuhls Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg-Essen aus der Vergangenheit haben gezeigt, dass bei Kurzschlussuntersuchungen an Windparks Effekte auftreten können, die dem von Synchronmaschinen bekannten Durchschlüpfen ähnlich sind. Diese Effekte sind im Rahmen dieser Arbeit näher untersucht worden. Dabei konnte zum ersten Mal die Grundlage für dieses Verhalten beschrieben und theoretisch hergeleitet werden.

Als weiterer wissenschaftlicher Beitrag wurde, aufbauend auf Veröffentlichungen anderer Forschungsgruppen, eine alternative Regelung zur Erhöhung des Beitrags zur Primärregelung durch Windturbinen entwickelt. Durch optimierte Parametrierung kann mit Hilfe der schnellen Regelung der Windturbinen während des Frequenzrückganges der Rotor der Windturbine entlastet werden. Dadurch erhöhen sich die Rotordrehzahl und damit die gespeicherte Rotationsenergie. Wird die Regelung optimal eingestellt, kann diese vermehrte Energie zum richtigen Zeitpunkt, kurz vor Erreichen des Frequenzminimums, wieder ausgespeichert werden. Das führt dazu, dass das Frequenzminimum erhöht wird und die Netzfrequenz sich schneller erholt als ohne die neu entwickelte Regelung.



## **2 Windturbinen: Konzepte und Modelle**

Die Regelung eines Windparks beziehungsweise einer Windturbine kann in mehrere einzelne, teilweise untergliederte Regelungseinheiten getrennt werden (s. Abbildung 2.1). Wenn mehrere Windenergieanlagen zu einem Windpark zusammengefasst werden kommt häufig eine übergeordnete Windparkregelung zum Einsatz. Diese lässt den Windpark nach außen wie ein großes Kraftwerk mit der kumulierten Leistung aller integrierten Windenergieanlagen aussehen. Dem Windparkregler untergeordnet beziehungsweise, wenn kein Parkregler zum Einsatz kommt, direkt an der Schnittstelle zum Netz wird eine Anlagenregelung für jede Windturbine eingesetzt. Diese stellt die typischen Funktionen eines SCADA-System (englisch: Supervisory Control and Data Acquisition, deutsch: Überwachen, Steuern, Erfassen; kurz: ÜSE) zur Verfügung. Meist ist auch eine Schnittstelle zur Ferndatenauslesung vorhanden. Der Anlagenregelung wiederum untergeordnet sind die Regelungen des mechanischen Systems, im Wesentlichen die Rotorblattregelung (Pitchregelung), die elektrische Regelung, in modernen Systemen häufig eine Umrichterregelung und gegebenenfalls, meist in älteren Anlagen, die Regelung der Blindleistungskompensationsanlagen. Die Regelung der Kompensationsanlagen kann auch übergeordnet im Park erfolgen. Blindleistungsquellen können nicht nur bei Altanlagen zur Kompensation der Anlagen selbst, sondern auch bei einem Windpark, der aus modernen Anlagen besteht, notwendig sein. Sie dienen dann der Vergrößerung des Regelungsbereiches der Blindleistungsbereitstellung.

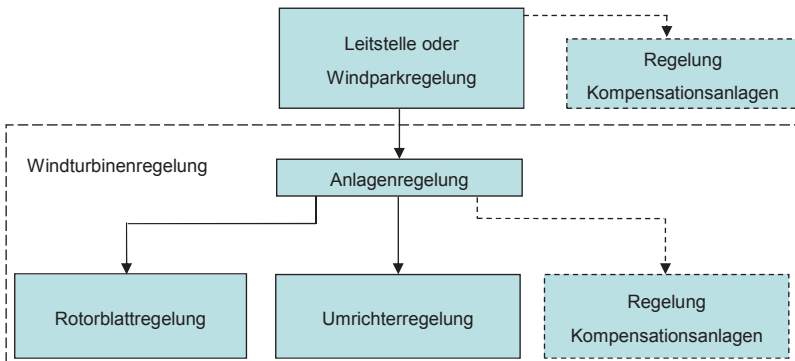


Abbildung 2.1: Übersicht über die Regelungsstruktur eines Windparks bzw. einer Windenergieanlage

Bei der Entwicklung der ersten neueren Windenergieanlagen vor circa 30 bis 40 Jahren wurden als Generatorsystem zunächst direkt netzgekoppelte Kurzschlussläufer-Asynchronmaschinen eingesetzt. Diese Maschinen sind zum einen aufgrund ihrer weiten Verbreitung als Antriebe und einer schon vor einiger Zeit erfolgten Standardisierung sehr kostengünstig zu beschaffen, zum anderen sind sie betriebssicher und erfordern nur sehr geringe Wartung.

Gegen den Einsatz der direkt netzgekoppelten Asynchronmaschinen spricht jedoch, dass eine solche Maschine nahezu keine Drehzahlvariabilität aufweist. Die Nenndrehzahl einer Kurzschlussläufermaschine wird durch die Netzfrequenz und die Auslegungsparmeter der Maschine bestimmt. Sie kann nach Inbetriebnahme nicht mehr geändert werden, die Auslegung auf eine bestimmte Drehzahl und damit Windgeschwindigkeit muss vor der Errichtung erfolgen. Die tatsächliche Drehzahl im Betrieb variiert dann nur noch um kleine Werte im übersynchronen Drehzahlbereich. Damit jedoch der Rotor der Windenergieanlage in der Lage ist, dem Wind die maximal mögliche Leistung zu entziehen, muss er bei einer gegebenen Windgeschwindigkeit mit einer bestimmten Drehzahl, die sich über die Windgeschwindigkeit ändert, laufen können. Daraus ergibt sich der Bedarf einer möglichst kontinuierlichen Drehzahlverstellbarkeit des Generatorsystems der Windenergieanlage in einem gewissen Bereich. Eine Verstellbarkeit um  $-30\%$  bis  $+25\%$  um die Synchrodrehzahl hat sich dabei als ausreichend erwiesen und

führt zu einer Steigerung des Jahresenergieertrages um bis zu 18 % [5]. Um dies zu bewerkstelligen haben sich in den letzten Jahren mehrere unterschiedliche Konzepte auf dem Markt etabliert. Bis auf einen Ansatz, der auf dem Prinzip eines hydrodynamischen Getriebes basiert [6], setzen alle anderen bekannten Konzepte elektronische Umrichter ein.

Die naheliegende Anwendung eines Umrichters zur Ermöglichung eines drehzahlvariablen Betriebes liegt in der vollständigen Entkopplung der Maschine, indem der Umrichter zwischen Maschine und Netz eingesetzt wird. Der prinzipielle Aufbau einer solchen Maschine ist in Abbildung 2.2 zu sehen.

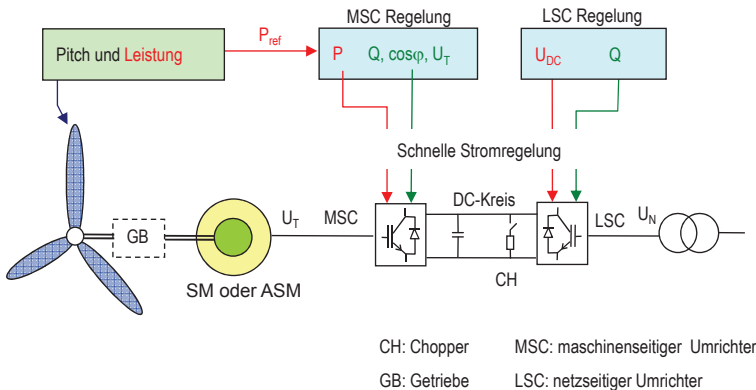


Abbildung 2.2: Konzept der vollumgerichteten Anlagen

Abbildung 2.3 dagegen zeigt ein anderes Konzept, das ursprünglich aus der Antriebstechnik stammt: die doppeltespeiste Asynchronmaschine, kurz DFIG oder DFIM (aus dem Englischen: doubly-fed induction generator/machine). Durch die unterschiedliche Anordnung des Umrichters unterscheidet sich auch die Umrichterregelung zwischen beiden Konzepten erheblich. Die Rotorblatt- und Leistungsregelung (vgl. Abbildung 2.1) gleicht sich jedoch weitgehend.

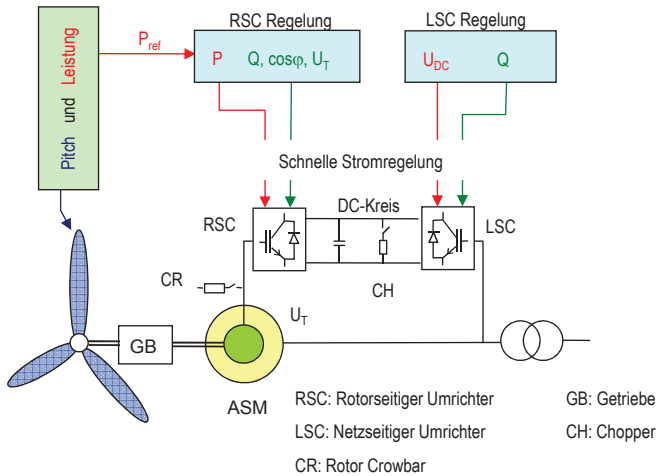


Abbildung 2.3: Konzept der doppeltgespeisten Asynchronmaschine

In den Simulationen, die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wurden, wurde ein vereinfachtes Modell der Drehzahl- und Pitchregelung verwendet, wie es in Abbildung 2.4 gezeigt ist. Die mechanische Leistung, die ein Windturbinenrotor dem Wind entnimmt, kann berechnet werden zu:

$$p_{\text{mech}} = \frac{1}{2} \rho A_{\text{Rot}} C_p(\lambda, \beta) v_{\text{Wind}}^3 \quad (1)$$

wobei die Formelzeichen folgende Bedeutung haben:

$\rho$	Luftdichte
$A_{\text{Rot}}$	Rotorfläche
$C_p$	Leistungsbeiwert
$v_{\text{Wind}}$	Windgeschwindigkeit

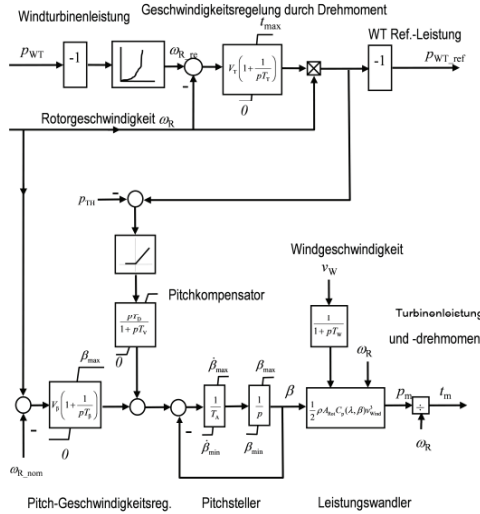


Abbildung 2.4: Rotorgeschwindigkeits- und Pitchregler mit Leistungswandlermodell

$C_p$  wird von den Windturbinenherstellern normalerweise als eine Funktion des Pitchwinkels  $\beta$  und der Schnelllaufzahl  $\lambda$  angegeben. Die Schnelllaufzahl ist definiert als:

$$\lambda = \omega_T \frac{R}{v} \quad (2)$$

Wobei  $R$  den Rotorradius bezeichnet und  $\omega_T$  die Winkelgeschwindigkeit der Turbine. Bei getriebelosen Windenergieanlagen entspricht  $\omega_T$  der Rotorgeschwindigkeit  $\omega_R$ , sollte ein Getriebe zum Einsatz kommen sind beide Werte über die Getriebeübersetzung miteinander verknüpft. Die in Gleichung (1) gegebene Beziehung gilt in dieser Form nur für eine einzige, homogene Windgeschwindigkeit. Um Windgeschwindigkeitsänderungen über die Fläche des Rotors zu berücksichtigen ist im Modell die Windgeschwindigkeit über ein Verzögerungsglied geführt worden, bevor sie in das weitere Modell eingeht. Das Reglermodell in Abbildung 2.4 hat zwei Ausgänge: zum einen den Referenz-Pitchwinkel (in Abbildung 2.4 bezeichnet als  $\beta$ ), zum anderen den Leistungssollwert für die Umrichterregelung. Beide Sollwerte werden aus der Abweichung von der Solldrehzahl bestimmt. Im Teillastbereich, also bevor die Windgeschwindigkeit (und

damit die Drehzahl) die Nenngeschwindigkeit erreicht, sorgt die Geschwindigkeitsregelung im oberen Teil von Abbildung 2.4 dafür, dass mit steigender Geschwindigkeit das Drehmoment erhöht wird. Aus diesem Soll-Drehmoment wird durch Multiplikation mit der Winkelgeschwindigkeit eine Soll-Leistung gebildet, die als Sollwert an die elektrische Regelung übergeben wird. Dadurch speist die Maschine mehr Leistung in das Netz und der Rotor wird folglich abgebremst. Die Solldrehzahl wird dabei aus der gemessenen Turbinenleistung mittels einer Wertetabelle bestimmt, die vom Anlagenhersteller erstellt wird.

Wenn die Windgeschwindigkeit die Nenngeschwindigkeit überschreitet beginnt der Pitchregler aktiv zu werden. In Folge werden die Rotorblätter aus dem Wind gedreht und damit die vom Rotor dem Wind entnommene Energie gesenkt. Beide Reglerkomponenten, sowohl die Geschwindigkeitsregelung über Drehmoment als auch der Pitchregler, sind ständig aktiv. Eine Umschaltung ist daher nicht erforderlich. Vielmehr noch ermöglicht die Drehzahlregelung über Drehmoment eine schnelle Reaktion auf veränderte Windverhältnisse (zum Beispiel Windböen) bevor die Pitchregelung anspricht. Sie ergänzt damit die Pitchregelung auch im Volllastbereich.

Die Windgeschwindigkeit an einer Windturbine ist mit vertretbarem Aufwand nicht fehlerfrei messbar. Die am leichtesten zu realisierenden Messstellen liegen hinter dem Rotor und messen daher nicht die Windgeschwindigkeit vor der Turbine, die für die Regelung interessant wäre. Moderne Windturbinenregelungen benutzen daher nicht die Windgeschwindigkeit als Reglereingang. Dies ist auch im beschriebenen, vereinfachten Modell abgebildet.

Um die mechanische Belastung des Rotors zu begrenzen und damit der Rotorstrom innerhalb des zulässigen und kontrollierbaren Bereiches bleibt, ist die Rotordrehzahl bei Windturbinen begrenzt. Abbildung 2.5 zeigt die Leistungskurve einer beispielhaften Windenergieanlage, bei der die maximale Drehzahl auf das 1,3-fache der Nenndrehzahl begrenzt ist.



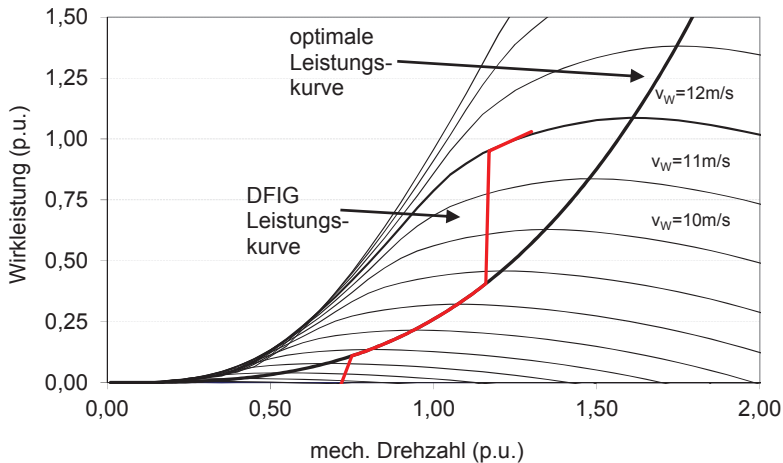


Abbildung 2.5: Leistungskurve einer exemplarischen DFIG-Windturbinen

In drehzahlvariablen Windenergieanlagen kommen selbstgeführte Umrichter zum Einsatz. Diese Umrichter basieren bei Vollumrichteranlagen (bei denen der Umrichter für die gesamte Anlagenleistung ausgelegt sein muss) meist auf GTO [7] oder IGBT [8], während bei doppeltgespeisten Asynchronmaschinen zumeist IGBT [9] eingesetzt werden. IGBT-Umrichter werden zurzeit mit Schaltfrequenzen von rund 3 kHz [10] betrieben. Diese Schaltfrequenzen stellen einen Kompromiss zwischen der Minimierung der Leitungsverluste, der Sperrverluste und dem technischen Schaltvermögen der Halbleiterbauteile dar. Da ein Halbleiterventil auch in gesperrtem Zustand einen endlichen Widerstand besitzt fließt auch im Sperrzustand immer ein geringer Reststrom (sog. Sperrstrom) [11]. Ebenso fällt im leitenden Zustand dadurch, dass der Übergangswiderstand niemals genau Null ist, eine Spannung über dem Halbleiterbauteil ab. Im leitenden Zustand entstehen die für den gesamten Betrieb wesentlichen Verluste. Die beim eigentlichen Schalten entstehenden sogenannten Schaltverluste sind durch die Änderung des Widerstands, die schnell, aber nicht sprunghaft erfolgt, verursacht. Hohe Schaltfrequenzen haben aus Netzsicht auch den Vorteil dass sie Harmonische (Vielfache der Grundfrequenz) vermeiden helfen, sie ermöglichen es sogar mit dem Umrichter gezielt bereits im Netz vorhandene Harmonische zu unterdrücken [12]. Vielfache der Schaltfrequenz des Umrichters können darüber hinaus durch Saugkreise herausgefiltert werden.

Viele der derzeit am Markt verfügbaren Windturbinen setzen Niederspannungsgeneratoren ein. Für diese Maschinen ist ein zweistufiger Umrichter ausreichend. Zweistufig bedeutet, dass im Gleichspannungszwischenkreis des Umrichters die Masse zwischen den beiden Polen liegt und der Umrichter immer zwischen der halben positiven Gleichspannung und der halben negativen Gleichspannung schaltet. Frequenzumrichter für Windenergieanlagen werden von den meisten Herstellern von Zulieferern bezogen und in herkömmlichen, standardisierten Schaltschränken geliefert. Dabei gehört eine Maschinenregelung (die hauptsächlich auf der Nutzung der Umrichter basiert) meist zum Lieferumfang.

## **2.1 Doppeltgespeiste Asynchronmaschine**

### **2.1.1 Vollständiges Modell**

Im Folgenden soll das vollständige Modell (oder auch: Modell fünfter Ordnung) zur Beschreibung der doppeltgespeisten Asynchronmaschine hergeleitet werden (vgl. [13]). Der Name „Modell fünfter Ordnung“ leitet sich aus der Anzahl der Zustandsvariablen des Modells her, in diesem Fall Fünf. Dabei handelt es sich um die Rotorwinkelgeschwindigkeit, die d-Komponente des Rotorflusses, die q-Komponente des Rotorflusses, die d-Komponente des Ständerflusses und die q-Komponente des Ständerflusses. Durch die vollständige Beschreibung sowohl der magnetischen Flüsse im Rotor wie auch im Ständer können elektromagnetische Transiente in der Maschine beschrieben werden. Damit wird eine genaue Beschreibung des Maschinenverhaltens ermöglicht. Gleichzeitig hat aber dieses Modell den Nachteil, dass es sehr rechenaufwendig ist. Ein Modell fünfter Ordnung kann nur in Simulationen eingesetzt werden, in denen auch die restlichen Netzelemente vollständig durch Differentialgleichungen beschrieben sind. Damit werden solche Simulationen aber sehr zeitaufwendig und sind bei größeren Netzen kaum noch sinnvoll durchzuführen. Das Verhalten einer Asynchronmaschine kann über fünf grundlegende Gleichungen beschrieben werden, wobei zwei Gleichungen die Spannungsabhängigkeiten (vgl. Gl. (3) und (4)) und zwei die Flussverkettungen (vgl. Gl. (5) und (6)) abbilden. Verwendet wird hier die Raumzeiger-Darstellung, die komplexe Vektoren benutzt (unterstrichene Variablen). Diese komplexen Vektoren sind definiert als  $\underline{v} = v_d + jv_q = \left( v_\alpha + jv_\beta \right) e^{-j(\omega_k t + \theta_0)}$ . Dargestellt werden die Beziehungen in der d-q-

Darstellung, einem zweidimensionalen, rotierenden Bezugssystem. Da der Sternpunkt einer Asynchronmaschine nicht geerdet wird kann die Nullkomponente vernachlässigt werden. Durch den isoliert betriebenen Sternpunkt kann kein Nullstrom auftreten.

Die Wahl der Bezugsachse eines rotierenden Koordinatensystems in der komplexen Ebene ist zunächst nicht beschränkt. Daher wird im Folgenden die Bezugsachse einer Größe durch das Zeichen  $\angle$ , gefolgt von einem Zeichen, das die Geschwindigkeit des rotierenden Bezugssystems oder die Lage der d-Achse darstellt, angegeben. Das zunächst eingeführte  $K$  symbolisiert ein beliebiges Bezugssystem. In diesem Abschnitt wird die folgende Nomenklatur genutzt:

Formelzeichen	Bezeichnung	Formelzeichen	Bezeichnung
$\underline{i}_S, \underline{i}_R$	Kompl. Stator- und Rotorströme	$\underline{u}_S, \underline{u}_R$	Kompl. Stator- und Rotorklemmenspannungen
$\underline{u}_{DC}$	Zwischenkreisspannung	$\underline{u}_S, \underline{u}_R$	Kompl. Stator- und Rotorflussverkettungen
$l_{\sigma S}, l_{\sigma R}$	Parasitäre Stator- und Rotorinduktivitäten	$l_h$	Hauptfeldinduktivität
$r_S, r_R$	Stator- und Rotorwiderstände	$\omega_R, \omega_0$	Rotorwinkelgeschwindigkeit, synchr. Winkelgeschw.
$T_m$	Trägheitsmoment	$v_w$	Windgeschwindigkeit
$\beta$	Pitchwinkel	$t_{el}, t_m$	Elektr. und mech. Drehmoment

$$\underline{u}_S^{\angle K} = r_S \cdot \underline{i}_S^{\angle K} + \frac{d\underline{\psi}_S^{\angle K}}{dt} + j \cdot \omega_K \cdot \underline{\psi}_S^{\angle K} \quad (3)$$

$$\underline{u}_R^{\angle K} = r_R \cdot \underline{i}_R^{\angle K} + \frac{d\underline{\psi}_R^{\angle K}}{dt} + j \cdot (\omega_K - \omega_R) \cdot \underline{\psi}_R^{\angle K} \quad (4)$$

$$\underline{\psi}_S^{\angle K} = l_S \cdot \underline{i}_S^{\angle K} + l_h \cdot \underline{i}_R^{\angle K} \quad (5)$$

$$\underline{\psi}_R^{\angle K} = l_h \cdot \underline{i}_S^{\angle K} + l_R \cdot \underline{i}_R^{\angle K} \quad (6)$$

Dabei gelten die zusätzlichen Beziehungen  $l_S = l_h + l_{\sigma S}$  und  $l_R = l_h + l_{\sigma R}$ .

Die fünfte Gleichung ist die Bewegungsgleichung:

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{1}{T_m} \left( \psi_{sd}^{\angle K} i_{sq}^{\angle K} - \psi_{sq}^{\angle K} i_{sd}^{\angle K} + t_m \right) \quad (7)$$

Nach einigen algebraischen Umformungen erhält man die Differentialgleichungen der Flussverketungen des Rotors und des Stators:

$$\frac{d\psi_S^{\angle K}}{dt} = \left( -\frac{r_S l_R}{l_h (l_{\sigma S} + l_{\sigma R}) + l_{\sigma S} l_{\sigma R}} - j\omega_k \right) \psi_S^{\angle K} + \frac{l_h r_S}{l_h (l_{\sigma S} + l_{\sigma R}) + l_{\sigma S} l_{\sigma R}} \psi_R^{\angle K} + \underline{u}_S^{\angle K} \quad (8)$$

$$\frac{d\psi_R^{\angle K}}{dt} = \frac{r_R l_h}{l_h (l_{\sigma S} + l_{\sigma R}) + l_{\sigma S} l_{\sigma R}} \psi_S^{\angle K} - \left( \frac{r_R l_S}{l_h (l_{\sigma S} + l_{\sigma R}) + l_{\sigma S} l_{\sigma R}} + j(\omega_k - \omega_R) \right) \psi_R^{\angle K} + \underline{u}_R^{\angle K} \quad (9)$$

Die beiden letztgenannten Beziehungen (Gl. (8) und (9)) beschreiben zusammen mit der Bewegungsgleichung (Gl. (7)) das vollständige Modell der Asynchronmaschine. An diesem Punkt ist es dabei irrelevant, ob es sich um eine doppeltgespeiste Asynchronmaschine oder aber um einen Kurzschlussläufer handelt. Für letzteren Typ muss nur die Rotorspannung  $\underline{u}_R^{\angle K}$  zu Null gesetzt werden.

Das vollständige Modell wird für zeitlich hochaufgelöste Simulationen dynamischer Vorgänge, sogenannter Momentanwertberechnungen, benutzt. Zustandsvariablen sind dabei die Statorflussverketung  $\psi_S^{\angle K}$ , die Rotorflussverketung  $\psi_R^{\angle K}$  und die Rotordrehzahl  $\omega_R$ . Bei Simulation der Maschine an einem starken Netzbezugspunkt (engl.: infinite bus) kann die Statorspannung  $\underline{u}_S^{\angle K}$  als konstant, das heißt unabhängig von der Maschine, betrachtet werden. Wird das Modell der Maschine jedoch für Simulationen benutzt in dem das Netz realen Bedingungen nachempfunden ist, müssen die Rückwirkungen der Maschine auf die Statorspannung berücksichtigt werden. In einem solchen Fall müssen für das Netz und alle daran angeschlossenen Betriebsmittel Modelle, die Differentialgleichungen benutzen, eingesetzt werden. Aus dem Netzmodell kann dann die Statorspannung bestimmt werden. Der entsprechende Term wird dann in Gl. (8) eingesetzt. Wenn das vollständige Modell der Maschine benutzt wird, sind zur Lösung der Differentialgleichungen kleine Zeitschritte erforderlich, da sehr kleine Zeitkonstanten in den Modellen vorhanden sind. Zusammen mit der großen Anzahl der Differentialgleichungen im Netzmodell benötigen Simulationen in einem solchen Fall lange Rechenzei-

ten. Daher wird das Modell fünfter Ordnung meist nur in Simulationen mit kleinen Netzen oder sogar direkt an einem Netzbezugspunkt (infinite bus) eingesetzt.

### 2.1.2 Modell dritter Ordnung

Die grundlegende Annahme zur Herleitung des Modells dritter Ordnung (reduziertes Modell) ist, dass die durch die Veränderung der Netzspannung über die Zeit verursachte Induktion (Differentialterme) des Stators der Maschine klein ist im Vergleich zur Induktion durch die Rotorbewegung der Maschine.

$$\left| j\omega_k \cdot \underline{\psi}_S^{\angle K} \right| \gg \left| \frac{d\underline{\psi}_S^{\angle K}}{dt} \right| \quad (10)$$

In den folgenden Gleichungen wird ein Bezugssystem benutzt das synchron mit der Netzfrequenz  $\omega_0$  rotiert. Weiterhin wird konsequent die für komplexe Ströme und Spannungen übliche Nomenklatur eingesetzt ohne explizite Kennzeichnung des verwendeten Koordinatensystems  $\angle \omega_0$ . Gl. (3) kann dann mit Übergang zu Zeigergrößen geschrieben werden als:

$$\underline{\psi}_S = \frac{u_S - r_S \cdot \underline{i}_S}{j\omega_0} \quad (11)$$

Durch Einsetzen der Formel für die Rotorflussverkettung Gl. (6) in die entsprechende Formel für die Ständerflussverkettung Gl. (5) kann der Rotorstrom ersetzt werden und man erhält als Ergebnis:

$$\underline{\psi}_S = l_S \cdot \underline{i}_S + \frac{l_h}{l_R} \left( \underline{\psi}_R - l_h \cdot \underline{i}_S \right) \quad (12)$$

Setzt man nun Gl. (11) und Gl. (12) miteinander in Beziehung so ergibt sich:

$$\underline{u}_S - r_S \cdot \underline{i}_S = j\omega_0 \left( l_S \cdot \underline{i}_S + \frac{l_h}{l_R} \cdot \left( \underline{\psi}_R - l_h \cdot \underline{i}_S \right) \right) \rightarrow \underline{u}_S = (r_S + j\omega_0 l') \underline{i}_S + j\omega_0 k_R \underline{\psi}_R \quad (13)$$

Unter Berücksichtigung des Kopplungsfaktors

$$k_R = \frac{l_h}{l_R} \quad (14)$$

Und der transienten Induktivität

$$l' = l_S - \frac{l_h^2}{l_R} \quad (15)$$

Gl. (13) kann auch durch ein Ersatzschaltbild (ESB) dargestellt werden:

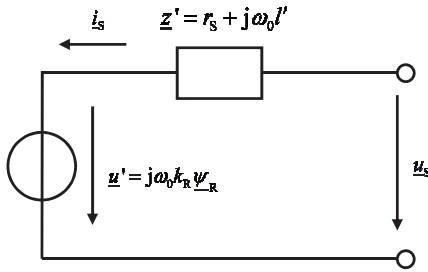


Abbildung 2.6: Ersatzschaltbild für das quasistationäre Modell der Asynchronmaschine

Die in Abbildung 2.6 gezeigte interne Spannung  $\underline{u}'$  ist eine Funktion der Zustandsvariablen  $\underline{\psi}_R$ . Um die Rotorflussverkettung in die Zustandsraumdarstellung zu überführen wird Gl. (6) in die Gl. (4) eingesetzt. Man erhält dann:

$$\begin{aligned} \frac{d\underline{\psi}_R}{dt} &= - \left( \frac{r_R}{l_R} + j \cdot (\omega_0 - \omega_R) \right) \cdot \underline{\psi}_R + k_R \cdot r_R \cdot \underline{i}_S + \underline{u}_R \\ &= - \left( T_{L0}^{-1} + \frac{j \cdot \omega_0 \cdot k_R^2 \cdot r_R}{\underline{z}'} \right) \cdot \underline{\psi}_R + \frac{k_R \cdot r_R}{\underline{z}'} \cdot \underline{u}_S + \underline{u}_R \end{aligned} \quad (16)$$

Wobei in der zweiten Zeile von der Abkürzung  $\underline{T}_{L0}^{-1} = \frac{r_R}{l_R} + j \cdot (\omega_0 - \omega_R)$  und

$\underline{z}' = r_s + j\omega_0 l'$  Gebrauch gemacht wurde.

Das quasistationäre Modell der Asynchronmaschine wird von Gl. (16) zusammen mit der Bewegungsgleichung beschrieben:

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{1}{T_m} \left( k_R \cdot \text{Im} \left\{ \underline{i}_S \cdot \underline{\psi}_R^* \right\} + t_m \right) \quad (17)$$

Die Ermittlung der Rotorflussverkettung  $\underline{\psi}_R$  und damit des Statorstromes  $i_S$  erfordert die numerische Integration der Gl. (16) und Gl. (17) gemeinsam mit der Lösung der Lastflussgleichungen des Netzes, an dem die Maschine angeschlossen ist, in einem iterativen Prozess.

Für praktische Anwendungen werden häufig Statorströme an Stelle von Statorspannungen benutzt. Dabei macht man sich die bereits in Abbildung 2.6 gezeigte Beziehung zu Nutze. Die Zustandsvariablen lassen sich dann in der Komponentendarstellung folgendermaßen schreiben:

$$\frac{d\psi_{Rd}}{dt} = -\frac{r_R}{l_R} \psi_{Rd} - (\omega_R - \omega_0) \psi_{Rq} + k_R r_R i_{Sd} + u_{Rd} \quad (18)$$

$$\frac{d\psi_{Rq}}{dt} = (\omega_R - \omega_0) \psi_{Rd} - \frac{r_R}{l_R} \psi_{Rq} + k_R r_R i_{Sq} + u_{Rq} \quad (19)$$

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{1}{T_m} \left[ k_R (\psi_{Rd} i_{Sq} - \psi_{Rq} i_{Sd}) + t_m \right] \quad (20)$$

Dabei sind in Abbildung 2.7 bereits die Verbindungen zum mechanischen Modell der Windturbine über das Drehmoment dargestellt. Die Rotorspannungen werden aus dem Umrichtermodell für die Rotorseite übernommen.

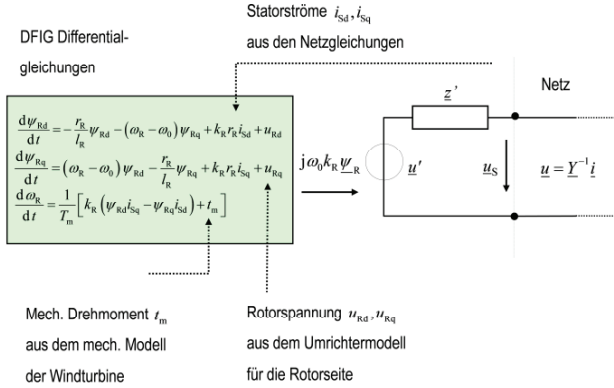


Abbildung 2.7: Übersicht über das Modell dritter Ordnung der DFIG

Der Schlupf ist definiert als:

$$s = \frac{\omega_0 - \omega_R}{\omega_0} \quad (21)$$

Die in Abbildung 2.8 dargestellten Simulationsergebnisse zeigen, dass die Ergebnisse des reduzierten Modells, also des Modells dritter Ordnung, bei Vergleich mit den Ergebnissen des detaillierten Modells eine gute Übereinstimmung aufweisen.



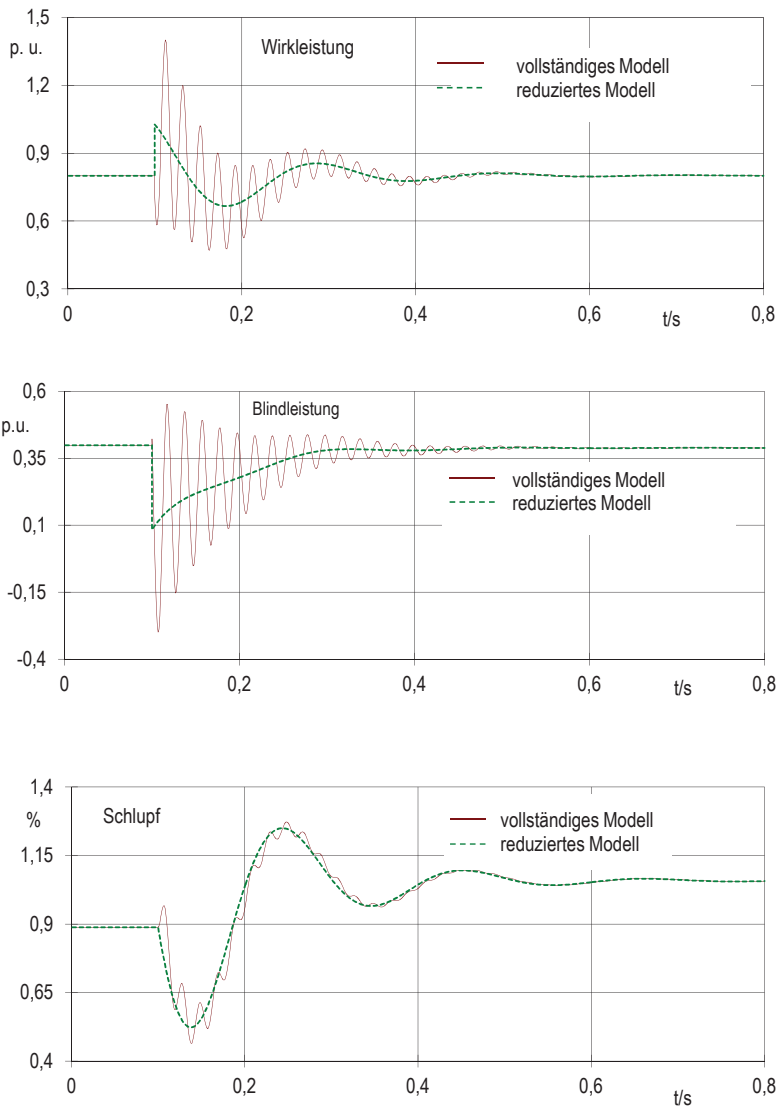


Abbildung 2.8: Vergleich der Ergebnisse des vollständigen und reduzierten Modells

Das reduzierte Modell liefert dabei Effektivwerte als Ergebnisse, die für die quasistationäre Simulation großer Netze ausreichend sind.

### 2.1.3 Stationäres Modell

Um den generell möglichen Betriebsbereich der doppeltgespeisten Asynchronmaschine aufzuzeigen, soll im Folgenden kurz das stationäre Modell dargestellt werden.

Für das stationäre Modell werden die differentiellen Terme in Gl. (3) und Gl. (4) vernachlässigt. Dies führt in synchron rotierenden Netzkoordinaten zu:

$$\underline{u}_S = r_S \underline{i}_S + j \omega_0 \underline{\psi}_S \quad (22)$$

$$\underline{u}_R = r_R \underline{i}_R + j(\omega_0 - \omega_R) \underline{\psi}_R \quad (23)$$

Durch Ausnutzen der Beziehungen in den Gl. (5) und Gl. (6) kann man in den oben gezeigten Gleichungen die Flussverkettungen eliminieren und erhält dann:

$$\underline{u}_S = r_S \underline{i}_S + j \omega_0 \cdot (l_S \underline{i}_S + l_h \underline{i}_R) = r_S \underline{i}_S + j x_S \underline{i}_S + j x_h \underline{i}_R \quad (24)$$

$$\frac{\underline{u}_R}{s} = \frac{r_R}{s} \underline{i}_R + j \omega_0 \cdot (l_h \underline{i}_S + l_R \underline{i}_R) = \frac{r_R}{s} \underline{i}_R + j x_h \underline{i}_S + j x_R \underline{i}_R \quad (25)$$

Gl. (25) kann auch als Ersatzschaltbild dargestellt werden (vergleiche Abbildung 2.9):

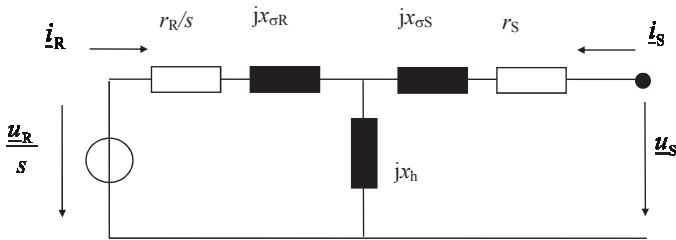


Abbildung 2.9: Ersatzschaltbild für das stationäre Modell der Asynchronmaschine

Im stationären Zustand müssen beide Felder, das Statorfeld und das Rotorfeld, synchron miteinander umlaufen. Daher gilt, mit den Formelzeichen  $f_R$  für die Rotorfrequenz und  $s$  für den Schlupf, folgende Beziehung:

$$2\pi f_R = s\omega_0 = \omega_0 - \omega_R \quad (26)$$

Wenn man für die doppeltgespeiste Asynchronmaschine eine gewünschte Drehzahlvariabilität von  $\pm 30\%$  annimmt, ergibt sich für den Frequenzbereich, den der Umrichter stellen können muss:

$$f_{R\_max} = 0,3 f_0 \quad (27)$$

Um den möglichen Betriebsbereich darzustellen, ist zunächst von der allgemeinen Gleichung für die Scheinleistung auszugehen:

$$\underline{s} = \underline{u}_S \cdot \underline{i}_S^* + \underline{u}_R \cdot \underline{i}_R^* \quad (28)$$

Unter Ausnutzung der in Abbildung 2.9 dargestellten Beziehungen ergibt sich nach einigen Umstellungen:

$$\underline{s} = \frac{|\underline{u}_S|^2 \cdot s}{s \cdot \underline{z}^* + k_R \cdot r_R \cdot \underline{a}^*} + \frac{|\underline{u}_S| \cdot |\underline{u}_R| \cdot [e^{j\tau} + s e^{-j\tau}] \cdot \underline{a}^*}{s \cdot \underline{z}^* + k_R \cdot r_R \cdot \underline{a}^*} + |\underline{u}_R|^2 \cdot \left( \frac{1}{r_R} - \frac{\underline{a}^*}{(k_R \cdot r_R)} + \frac{\underline{a}^*}{\frac{\underline{z}^*}{\underline{a}^*} + \frac{k_R \cdot r_R}{s}} \right) \quad (29)$$

Dabei gilt:

$$\underline{a} = \frac{jx_h}{\frac{r_R}{s} + jx_R} \quad (30)$$

Der Winkel  $\tau$  stellt die Differenz zwischen Stator- und Rotorspannung dar.

Durch das Einspeisen einer Rotorspannung kann die Maschine im untersynchronen, synchronen und übersynchronen Betriebsbereich als Generator betrieben werden.

Abbildung 2.10 zeigt die Wirk- und Blindleistung getrennt nach Rotor und Stator der Maschine. Aufgetragen sind die Leistungsverläufe über den Rotorspannungswinkel. Die unterschiedlichen Kurven stehen für unterschiedliche Rotorspannungsbeträge. Dabei geht aus den gezeigten Kurven deutlich hervor, dass die doppeltgespeiste Asynchronmaschine in der Lage ist in allen vier Quadranten zu arbeiten.

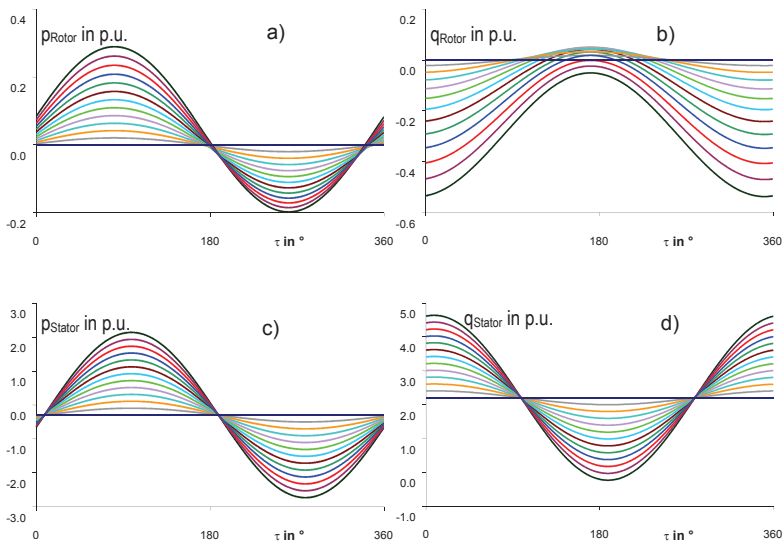


Abbildung 2.10: Wirk- und Blindleistung von Rotor und Stator der DFIG über Rotorspannungswinkel mit der Amplitude der Rotorspannung als Parameter

## 2.2 Vollumrichteranlage mit Synchronmaschine

Abbildung 2.2 zeigt eine Übersicht über den prinzipiellen Aufbau einer vollumgerichteten Windenergieanlage. Als Generator kann dabei sowohl eine Käfigläufer-Asynchronmaschine als auch eine Synchronmaschine eingesetzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass eine Synchronmaschine zum Einsatz kommt.

Bei den Synchronmaschinen wiederum muss man unterscheiden zwischen Generatoren mit Erregerspannungsregelung und solchen mit Permanentmagnetenerregung. Während für erstere auf der Maschinenseite ein ungesteuerter Gleichrichter (beispielsweise eine Thyristorbrücke) reicht, ist bei unregelt erregten Maschinen ein gesteuerter Maschinenumrichter erforderlich, um die Statorspannung anpassen und die für die Erregung der Maschine erforderliche Blindleistung liefern zu können.

Ähnlich wie bei der doppeltgespeisten Asynchronmaschine kommt auch hier ein Kondensator zur Spannungsstützung im Zwischenkreis zum Einsatz. Die Zwischenkreisspannung wird vom netzseitigen Umrichter geregelt. Dabei besteht die Gefahr, dass bei einem Netzfehler die Leistung nicht mehr aus dem Zwischenkreis abgeführt werden kann und die Zwischenkreisspannung in Folge dessen ansteigt. Um in einem solchen Fall den Zwischenkreis mit dem Kondensator schützen zu können, wird ein sogenannter Chopper installiert. Dies ist im Wesentlichen ein Widerstand, der über ein Halbleiterventil zu- und auch wieder abgeschaltet werden kann. Damit kann dem Zwischenkreis überschüssige Energie entzogen werden.

Der Umrichter ist für die vollständige Leistung des Generatorsystems ausgelegt und entkoppelt die Maschine komplett vom Netz. Das bedeutet, dass das Netzverhalten der Maschine im dynamischen Fall wesentlich von der Dynamik des netzseitigen Umrichters bestimmt wird. Heutige Umrichtersysteme sind im Allgemeinen schnell genug um auch bei einem Spannungseinbruch zur Netzstützung beizutragen. Jedoch sind sie auch so schnell, dass die Maschine nicht mehr auf eine Frequenzänderung reagiert, es sei denn, die Regelung ist dafür ausgelegt. Vollumrichteranlagen tragen daher nicht zur Massenträgheit des Netzes bei. Die Auswirkung dieses Verhaltens wird Thema in einem der folgenden Unterkapitel sein.

### 2.2.1 Vollständiges Modell der Synchronmaschine

Im Folgenden sollen kurz die das Verhalten der Synchronmaschine beschreibenden Gleichungen dargestellt werden. Diese Beziehungen werden mit Hilfe der Park-Transformation [14] direkt in d-q-Koordinaten angegeben. Dadurch entfallen die durch den veränderlichen magnetischen Leitwert bedingten variablen Terme in den Spannungsgleichungen [15].

Abbildung 2.11 ([16]) zeigt eine Übersicht der Wicklungen der Synchronmaschine, bereits in die d-q-Darstellung transformiert. Die kurzgeschlossenen Wicklungen stellen die Dämpferwicklungen dar, wogegen 'fd' die Erregerwicklung bezeichnet [17].

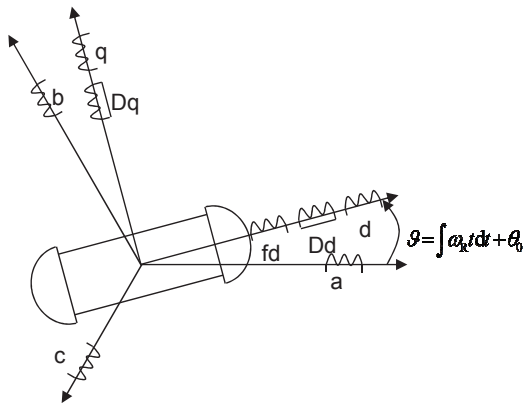


Abbildung 2.11: Wicklungsschema der Synchronmaschine in d-q-Darstellung [16]

Damit lassen sich aus dem Ersatzschaltbild fünf Spannungsgleichungen ableiten, die im Folgenden direkt in Matrixform dargestellt werden sollen. Bei Synchronmaschinen ist die Darstellung in Komponenten besser geeignet als die Darstellung in Raumzeigern. Bedingt durch die inhärente Unsymmetrie der Synchronmaschine müsste jeder Raumzeiger sowohl die d- als auch die q-Komponente enthalten. Dadurch würde der große Vorteil der Raumzeigerdarstellung, die übersichtliche Darstellung durch Weglassen nicht benötigter Komponenten, entfallen.

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_{fd} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_S & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_S & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_{fd} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_{Dd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_{Dq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_{fd} \\ i_{Dd} \\ i_{Dq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega_R & 0 & 0 & 0 \\ \omega_R & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_{fd} \\ \psi_{Dd} \\ \psi_{Dq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\psi_d}{dt} \\ \frac{d\psi_q}{dt} \\ \frac{d\psi_{fd}}{dt} \\ \frac{d\psi_{Dd}}{dt} \\ \frac{d\psi_{Dq}}{dt} \end{bmatrix} \quad (31)$$

Die Flussverkettungen lauten entsprechend, wobei  $\sigma$  die Streuinduktivität kennzeichnet und  $h$  die Hauptinduktivität:

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_{fd} \\ \psi_{Dd} \\ \psi_{Dq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{hd} + l_{\sigma S} & 0 & l_{hd} & l_{hd} & 0 \\ 0 & l_{hq} + l_{\sigma S} & 0 & 0 & l_{hq} \\ l_{hd} & 0 & l_{hd} + l_{\sigma fd} + l_{\sigma fdD} & l_{hd} + l_{\sigma fdD} & 0 \\ l_{hd} & 0 & l_{hd} + l_{\sigma fdD} & l_{hd} + l_{\sigma fdD} + l_{\sigma fdDd} & 0 \\ 0 & l_{hq} & 0 & 0 & l_{hq} + l_{\sigma Dq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_{fd} \\ i_{Dd} \\ i_{Dq} \end{bmatrix} \quad (31)$$

Die Bewegungsgleichungen bestehen aus zwei Differentialgleichungen erster Ordnung:

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_R}{dt} &= \frac{1}{T_m} ((\psi_d i_q - \psi_q i_d) + t_m) \\ \frac{d\delta_R}{dt} &= \omega_R - \omega_0 \end{aligned} \quad (32)$$

Die bis jetzt angegebenen Beziehungen stellen die vollständige Beschreibung der Synchronmaschine dar. Es handelt sich dabei um ein Modell fünfter Ordnung.

### 2.2.2 Vollständiges Modell der permanentmagneterregten Synchronmaschine

Bei permanentmagneterregten Maschinen ist, im Gegensatz zu dem zuvor gezeigten allgemeinen vollständigen Modell der Synchronmaschine, der Erregerstrom konstant. Mathematisch ausgedrückt bedeutet dies:

$$i_{fd} = i_{fd0} = \text{const.} \quad (33)$$

Die Durchflutungsbeziehungen aus Gl. (31) können dann umgeschrieben werden zu:

$$\begin{bmatrix} \psi_d - l_{hd} i_{fd0} \\ \psi_q \\ \psi_{fd} - (l_{hd} + l_{\sigma fd} + l_{\sigma fDd}) i_{fd0} \\ \psi_{Dd} - (l_{hd} + l_{\sigma Dd}) i_{fd0} \\ \psi_{Dq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{hd} + l_{\sigma S} & 0 & l_{hd} & 0 \\ 0 & l_{hq} + l_{\sigma S} & 0 & l_{hq} \\ l_{hd} & 0 & l_{hd} + l_{\sigma fDd} & 0 \\ l_{hd} & 0 & l_{hd} + l_{\sigma Dd} + l_{\sigma fDd} & 0 \\ 0 & l_{hq} & 0 & l_{hq} + l_{\sigma Dq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_{Dd} \\ i_{Dq} \end{bmatrix} \quad (34)$$

Dabei ergibt sich aus dem Durchflutungsvektor im linken Teil von Gl. (34) dass nur eine der beiden Variablen  $\psi_{fd}$  und  $\psi_{Dd}$  frei bestimmbar ist. Ist eine der beiden bekannt kann die jeweils andere aus der gegebenen Beziehung direkt berechnet werden. Das vollständige Modell der permanentmagneterregten Synchronmaschine (PMSM) ist damit ein Modell vierter Ordnung, eine Ordnung kleiner als das allgemeine Modell der Synchronmaschine, das eine variable Erregung zulässt.

### 2.2.3 Reduziertes Modell der permanentmagneterregten Synchronmaschine

Um das quasistationäre, auch reduziert genannte, Modell der permanentmagneterregten Synchronmaschine herzuleiten werden die differentiellen Terme der Ständerspannungen in Gl. (31) vernachlässigt. Damit ergibt sich für die Spannungen in d-q-Darstellung:

$$u_d = r_s i_d - \omega_0 \psi_q \quad (35)$$

$$u_q = r_s i_q + \omega_0 \psi_d \quad (36)$$



Betrachtet man die Terme für die Ständerflussverkettungen aus Gl. (34), so fällt auf, dass dort immer noch Rotorströme ( $i_{Dd}$  und  $i_{Dq}$ ) enthalten sind:

$$\psi_d - l_{hd} i_{fd0} = (l_{hd} + l_{\sigma S}) i_d + l_{hd} i_{Dd} \quad (37)$$

$$\psi_q = (l_{hq} + l_{\sigma S}) i_q + l_{hq} i_{Dq} \quad (38)$$

Ausdrücke für diese beiden Stromkomponenten lassen sich mit Hilfe von Gl. (34) finden:

$$i_{Dd} = \frac{1}{l_{hd} + l_{\sigma Dd} + l_{\sigma fDd}} \left[ \psi_{Dd} - (l_{hd} + l_{\sigma fDd}) i_{fd0} - l_{hd} i_d \right] \quad (39)$$

$$i_{Dq} = \frac{1}{l_{hq} + l_{\sigma Dq}} (\psi_{Dq} - l_{hq} i_q) \quad (40)$$

Durch Einsetzen dieser Ausdrücke in Gl. (37) beziehungsweise Gl. (38) folgt:

$$\psi_d - l_{hd} i_{fd0} = (l_{hd} + l_{\sigma S}) i_d + \frac{l_{hd}}{l_{hd} + l_{\sigma Dd} + l_{\sigma fDd}} \left[ \psi_{Dd} - (l_{hd} + l_{\sigma fDd}) i_{fd0} - l_{hd} i_d \right] \quad (41)$$

$$\psi_q = (l_{hq} + l_{\sigma S}) i_q + \frac{l_{hq}}{l_{hq} + l_{\sigma Dq}} (\psi_{Dq} - l_{hq} i_q) \quad (42)$$

Was sich schließlich weiter umstellen lässt zu:

$$\psi_d = \left( l_{hd} + l_{\sigma S} - \frac{l_{hd}^2}{l_{hd} + l_{\sigma Dd} + l_{\sigma fDd}} \right) i_d + \frac{l_{hd}}{l_{hd} + l_{\sigma Dd} + l_{\sigma fDd}} \left[ \psi_{Dd} - (l_{hd} + l_{\sigma fDd}) i_{fd0} \right] + l_{hd} i_{fd0} \quad (43)$$

$$\psi_q = \left( l_{hq} + l_{\sigma S} - \frac{l_{hq}^2}{l_{hq} + l_{\sigma Dq}} \right) i_q + \frac{l_{hq}}{l_{hq} + l_{\sigma Dq}} \psi_{Dq} \quad (44)$$

Zur weiteren Vereinfachung lassen sich die folgenden Konstanten und Ausdrücke definieren:

$$l_d'' = l_{hd} + l_{\sigma S} - \frac{l_{hd}^2}{l_{hd} + l_{\sigma Dd} + l_{\sigma fDd}} \quad (45)$$

$$l_q'' = l_{hq} + l_{\sigma S} - \frac{l_{hq}^2}{l_{hq} + l_{\sigma Dq}} \quad (46)$$

$$k_{\text{Dd}} = \frac{l_{\text{hd}}}{l_{\text{hd}} + l_{\sigma\text{Dd}} + l_{\sigma\Omega\text{Dd}}} \quad (47)$$

$$k_{\text{Dq}} = \frac{l_{\text{hq}}}{l_{\text{hq}} + l_{\sigma\text{Dq}}} \quad (48)$$

$$\psi_{\text{Dd}}^* = \psi_{\text{Dd}} - (l_{\text{hd}} + l_{\sigma\Omega\text{Dd}}) i_{\text{fd0}} \quad (49)$$

Damit werden die etwas unübersichtlichen Formeln aus Gl. (43) und Gl. (44) zu:

$$\psi_{\text{d}} = l_{\text{d}}' i_{\text{d}} + k_{\text{Dd}} \psi_{\text{Dd}}^* + l_{\text{hd}} i_{\text{fd0}} \quad (50)$$

$$\psi_{\text{q}} = l_{\text{q}}' i_{\text{q}} + k_{\text{Dq}} \psi_{\text{Dq}} \quad (51)$$

Es ergibt sich also für die Statorspannungen aus Gl. (35) und Gl. (36):

$$u_{\text{d}} = r_{\text{S}} i_{\text{d}} - \omega_0 l_{\text{q}}' i_{\text{q}} - \omega_0 k_{\text{Dq}} \psi_{\text{Dq}} \quad (52)$$

$$u_{\text{q}} = r_{\text{S}} i_{\text{q}} + \omega_0 l_{\text{d}}' i_{\text{d}} + \omega_0 k_{\text{Dd}} \psi_{\text{Dd}}^* + \omega_0 l_{\text{hd}} i_{\text{fd0}} \quad (53)$$

Die Ständerspannung lässt sich auch in der komplexen Schreibweise angeben:

$$\underline{u}_{\text{S}} = (r_{\text{S}} + j\omega_0 l_{\text{q}}') \underline{i}_{\text{S}} + \underline{u}'' = \underline{z}_{\text{S}} \underline{i}_{\text{S}} + \underline{u}'' \quad (54)$$

Die Terme zerfallen dabei in:

$$\underline{u}'' = j\omega_0 (l_{\text{d}}' - l_{\text{q}}') i_{\text{d}} + \underline{u}_{\text{x}}'' + \underline{u}_{\text{p0}}'' \quad (55)$$

$$\Delta \underline{u}'' = j\omega_0 (l_{\text{d}}' - l_{\text{q}}') i_{\text{d}} \quad (56)$$

Gl. (56) enthält einen kleinen Term der noch vom Ständerstrom der Synchronmaschine abhängt. Darin zeigt sich die Asymmetrie der Synchronmaschine. Dieser Term wird häufig vernachlässigt, was bei Schenkelpolmaschinen jedoch zu nicht zu vernachlässigenden Ungenauigkeiten führen kann.

$$\underline{u}_{\text{x}}'' = u_{\text{dx}}'' + j u_{\text{qx}}'' \quad (57)$$

$$u_{\text{dx}}'' = -\omega_0 k_{\text{Dq}} \psi_{\text{Dq}} \quad (58)$$

$$u_{\text{qx}}'' = \omega_0 k_{\text{Dd}} \psi_{\text{Dd}}^* \quad (59)$$

$$\underline{u}_{p0} = j\omega_0 \underline{I}_{\text{hd}} \underline{i}_{\text{fd0}} \quad (60)$$

Mit Gl. (54) lassen sich zwei Ersatzschaltbilder (Abbildung 2.12) für das Modell der permanentmagnetregten Synchronmaschine angeben.

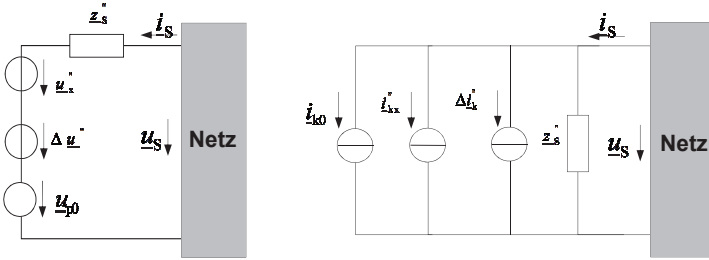


Abbildung 2.12: Ersatzschaltbilder für das quasistationäre Modell der Synchronmaschine

Die Umrechnungen zwischen dem Spannungsquellenmodell und dem Stromquellenmodell erfolgen dabei nach

$$\underline{i}_{\text{kx}}'' = -\frac{\underline{u}_s''}{\underline{z}_s} \quad (61)$$

$$\Delta \underline{i}_k'' = -\frac{\Delta \underline{u}}{\underline{z}_s} \quad (62)$$

$$\underline{i}_{\text{k0}} = -\frac{\underline{u}_{p0}}{\underline{z}_s} \quad (63)$$

Um die Zustandsgleichungen für die Rotorflussverkettung zu entwickeln, muss in den Beziehungen aus Gl. (31) der Rotorstrom eliminiert werden:

$$0 = r_{\text{Dd}} i_{\text{Dd}} + \dot{\psi}_{\text{Dd}} \quad (64)$$

$$0 = r_{\text{Dq}} i_{\text{Dq}} + \dot{\psi}_{\text{Dq}} \quad (65)$$

Nun wird wiederum die Beziehung aus Gl. (39) und Gl. (40) ausgenutzt und es ergibt sich mit den bereits eingeführten Abkürzungen:

$$\frac{d\psi_{Dd}^*}{dt} = \frac{-r_{Dd}}{l_{hd} + l_{\sigma Dd} + l_{\sigma Dd}} \psi_{Dd}^* + k_{Dd} r_{Dd} i_d \quad (66)$$

$$\frac{d\psi_{Dq}}{dt} = \frac{-r_{Dq}}{l_{hq} + l_{\sigma Dq}} \psi_{Dq} + k_{Dq} r_{Dq} i_q \quad (67)$$

Schließlich muss die Ständerflussverkettung auch noch in der Bewegungsgleichung ersetzt werden, wozu sich Gl. (50) und Gl. (51) nutzen lässt.

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{1}{T_m} \left[ (l_d^* - l_q^*) i_d i_q + (k_{Dd} \psi_{Dd}^* + l_{hd} i_{f0}) i_q - k_{Dq} \psi_{Dq} i_d + t_m \right] \quad (68)$$

$$\frac{d\delta_R}{dt} = \omega_R - \omega_0 \quad (69)$$

Bei einer Vollumrichteranlage ist die Maschine durch den Umrichter nahezu vollständig vom Netz entkoppelt. Das bedeutet, dass sich innerhalb des Auslegungsbereiches auch die Drehzahl der Maschine unabhängig von der Netzfrequenz stellen lässt. Der Umrichter bildet für die Synchronmaschine also ein eigenes Bezugssystem.

$$\omega_0 = \omega_R(t=0) \neq \omega_{\text{syn,Netz}} = 2\pi f_{\text{Netz}} \quad (70)$$

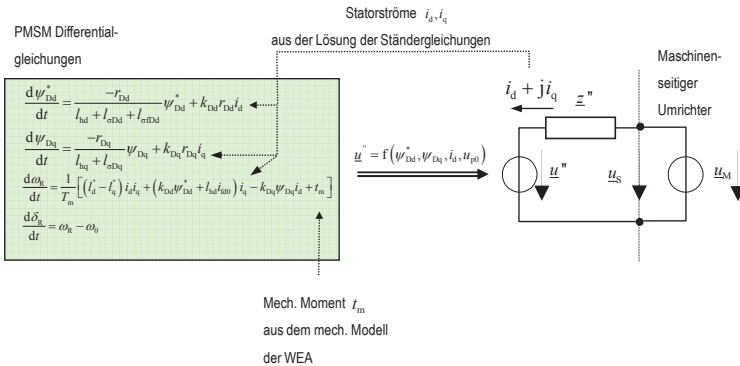


Abbildung 2.13: Übersicht über das Modell der PMSM

### 2.2.4 Stationäres Modell der permanentmagneterregten Syn- chronmaschine

Im stationären Zustand können alle differentiellen Terme im Modell vernachlässigt werden, die Maschine befindet sich im eingeschwungenen Zustand. Damit folgt direkt aus den Gl. (52) und Gl. (53):

$$u_d = r_s i_d - \omega_k l_q i_q \quad (71)$$

$$u_q = r_s i_q + \omega_k l_d i_d + \omega_k l_{hd} i_{fd0} \quad (72)$$

Wobei die folgenden Abkürzungen gelten:

$$l_d = l_{hd} + l_{\sigma S} \quad (73)$$

$$l_q = l_{hq} + l_{\sigma S} \quad (74)$$

Die Gl. (71) und Gl. (72) werden zur Entwicklung der Stromregelung für den maschinenseitigen Umrichter benutzt. Der Spannungsfall über den Ständerwiderstand wird dabei als Hilfssignal genutzt, das von einem PI-Regler geregelt wird.

Abbildung 2.14 zeigt eine Übersicht über die Stromregelung des Umrichters und die vorhergehende notwendige Koordinatentransformation. Die Referenzwerte für Wirk- und Blindstrom dienen dabei als Eingangssignal und werden vorgegeben.

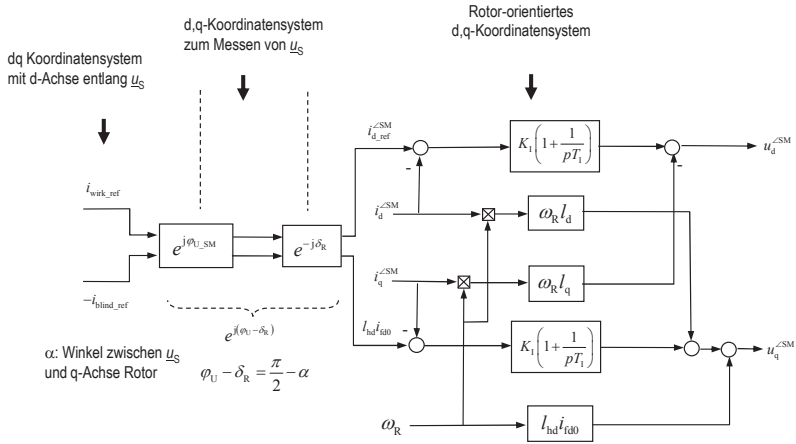


Abbildung 2.14: Stromregelung des maschinenseitigen Umrichters

Für die Transformation ist der Winkel zwischen der Ständerspannung und der q-Achse des Rotors erforderlich. Dieser Winkel  $\alpha$  kann im stationären Zustand ermittelt werden über:

$$\underline{u}_q = \underline{u}_S - r_S i_S + \omega_R l_q i_S \quad (75)$$

$$\alpha = \arctan \left[ \frac{\text{Im}(\underline{u}_q)}{\text{Re}(\underline{u}_q)} \right] - \varphi_U \quad (76)$$

Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Rotorposition in Bezug zur Klemmenspannung zu messen. In einer Simulationsumgebung vereinfacht sich diese Aufgabe sehr stark, da alle Winkel bekannt sind.

Der Referenzwert für den Wirkstrom wird aus dem mechanischen Modell des Rotors und damit aus der tatsächlich vorhandenen Windleistung ermittelt.

Der Referenzwert für den Blindstrom wird genutzt, um die Klemmenspannung der Maschine konstant zu halten. Ist der Windturbinengenerator mit einer Erregerregelung ausgerüstet (also gerade nicht mit einer Permanentmagnet-Erregung), ist es nicht notwen-

dig, einen Blindstrom mit dem maschinenseitigen Umrichter zur Verfügung zu stellen. Die Spannungsregelung erfolgt dann mit Hilfe der Erregung.

Abbildung 2.15 zeigt die maschinenseitige Regelung des Umrichters einer permanent-magneterregten Synchronmaschine. Eingänge der Regelung sind die aktuellen Werte beziehungsweise Referenzwerte für die Wirkleistung und die Spannung an den Maschinenklemmen.

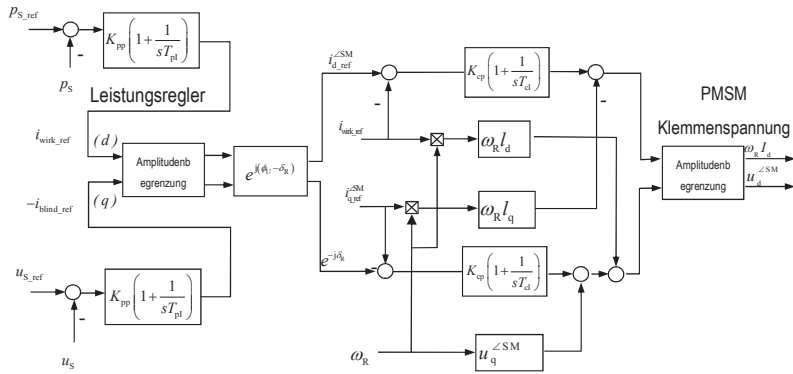


Abbildung 2.15: Modell der maschinenseitigen Regelung der PMSM





### **3 Planung und Auslegung der Einbindung großer Windenergieleistungen**

Die Planung und Auslegung von Windparks stellen sowohl Projektentwickler als auch die Übertragungsnetzbetreiber, letztere bei der Realisierung des Netzanschlusses, vor große Herausforderungen. Wurden die ersten Windenergieanlagen noch als einfache Asynchronmaschinen mit kleiner Leistung direkt an das Niederspannungsnetz angeschlossen [18], bewegt sich die Leistung von heutigen Windparkprojekten in einer Größenordnung, die den Anschluss an das Mittelspannungs- oder Hochspannungs- bei Hochseewindparks sogar Höchstspannungsnetz erfordern [19].

Heutige Offshorewindparks arbeiten mit einer Verteilnetzspannung von 33 kV, die Übertragungsspannung zum Verbundnetz beträgt meist 155 kV bei Drehstromanbindung [20]. Bei Offshore-Projekten, die weiter als 130 km bis 150 km (genaue Entfernung abhängig vom konkreten Einzelfall) vom nächsten möglichen Knoten des Höchstspannungsnetzes entfernt sind, wird eine Hochspannungsgleichstromübertragungsverbindung eingesetzt, da bei einer solch langen Drehstromverbindung die Kompensation der Kabelblindleistung nicht mehr praktikabel und wirtschaftlich durchführbar ist [21].

Dabei hat die insgesamt installierte Leistung der Windenergieanlagen längst die Größenordnung von Gigawatt erreicht. Im Jahr 2011 waren nach Angaben des Bundesverbands Windenergie mehr als 22.000 Windenergieanlagen mit einer Summenleistung von über 29 GW (vgl. Abbildung 3.1) in Deutschland installiert.

Auch die Größe einzelner Windparks wächst. Waren die ersten vereinzelt installierten Windenergieanlagen Anfang der Achtziger Jahre nicht nur mit kleinen Maschinen ausgestattet, sondern auch von Einzelpersonen, teilweise Privatpersonen betrieben, sind Windparks inzwischen zu großen Projekten angewachsen, die von Investmentfonds bzw. Versicherungen (vgl. Windpark Büttel/Allianz [22]) finanziert werden.

Dies führt dazu, dass neben der Verträglichkeit im Netzparallelbetrieb auch schon vor der Errichtung des Windparks das notwendige Mittelspannungsnetz des Parks gründlich geplant werden muss. Dabei ist neben der allgemeinen Netzgestaltung auch das Blind-

leistungsmanagement entscheidend für die spätere ökonomische Performanz des Projektes.

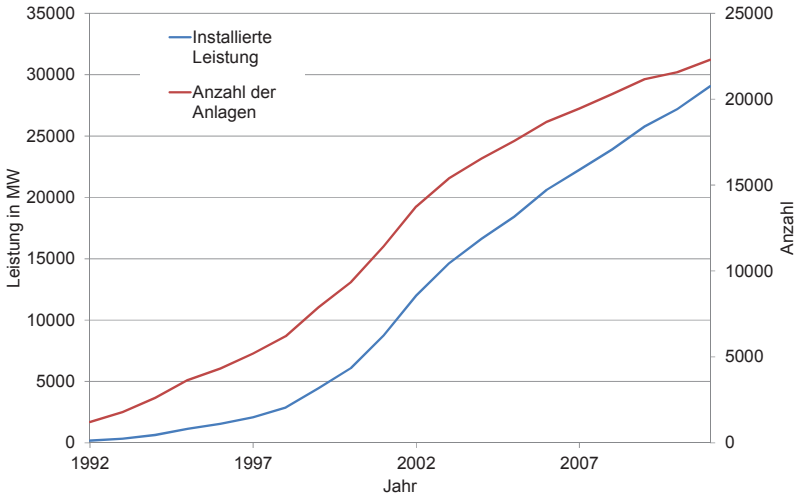


Abbildung 3.1: Entwicklung der Windenergie in Deutschland (Quelle: BWE)

### 3.1 Stationäre Untersuchungen

Zu den grundlegenden Untersuchungen, die ganz am Anfang der Planung eines neuen Netzes (und damit auch eines Windparks mit seinem Verteilnetz) stehen, gehört die Erwägung der Netztopologie (also welche Form das Netz haben soll) und die Auslegung der Betriebsmittel (insbesondere was ihre Strombelastbarkeit anbelangt).

Im nächsten Schritt werden die Spannungsverhältnisse im stationären Zustand im Netz betrachtet. Dabei geht es darum, dafür zu sorgen, dass bei jedem zulässigen Arbeitspunkt (bzw. der entsprechenden Belastung des Netzes) die Spannung an jedem Knoten innerhalb der vorgegebenen Toleranzbänder (z.B.  $\pm 10\% U_n$ ) bleibt [23]. Um die geforderten Spannungswerte einzustellen ist für höhere Spannungsebenen die Einspeisung von Blindleistung entsprechend zu gestalten.

### 3.1.1 Netzgestaltung bei Windparks

#### 3.1.1.1 *Verteilnetz im Windpark*

Windparknetze werden, als Mittelspannungsnetze, häufig als Strahlen- oder einfaches Ringnetz geplant und gebaut. Eine Auslegung als doppelt stichgespeistes Strahlennetz, wie es in der Industrie üblich ist, wird bei Windparknetzen nicht realisiert. Wird bei landgestützten Windparks die Netzverfügbarkeit als hoch genug bewertet, so verbietet sich der zweite Stich bei Offshorewindparks meist schon aufgrund der Kosten für die notwendige zweite Netzanbindung. Teilweise wird die Stichverbindung bei Windparks ausgeführt, diese ist dann aber nicht für die volle Leistung eines ganzen Stranges ausgelegt.

Das Strahlennetz stellt die einfachste Form eines elektrischen Verteilnetzes dar. Es bietet den Vorteil der geringsten Investitionskosten zur Versorgung einer gegebenen Anzahl von Netzknoten, da der Betriebsmitteleinsatz minimiert ist. Dadurch bedingt ist jedoch auch die Ausfallsicherheit gering. Bei Ausfall eines Betriebsmittels (bspw. eines Kabelabschnitts) in einem Strahl können alle elektrisch dahinter liegenden Knoten nicht mehr versorgt werden.

Bei Windparknetzen werden mehrere Turbinen in Reihe an einen Kabelstrang (Strahl) angeschlossen. Dabei ist zu beachten, dass mit zunehmender Nähe zum Netzverknüpfungspunkt die Kabel für höhere Stromstärken ausgelegt sein müssen. Im Gegensatz zum Ringnetz können weiter entfernte Kabelstrecken dagegen für geringere Leistungen als der Gesamtstrangleistung ausgelegt werden, da sie maximal mit der Spitzenleistung aller dahinter liegenden Generatoren belastet werden.

Das Strahlennetz bietet auch den Vorteil, dass es relativ einfach erweiterbar ist. So ist bei einem in dieser Dissertation verwendeten, realen Offshorewindpark in Belgien zunächst ein Strahl mit 6 Turbinen fertiggestellt worden. Das Verbindungskabel zum Land bzw. Verbundnetz ist dabei schon als 130-kV-Kabel gebaut, vorerst aber nur mit 36 kV betrieben worden. In einer zweiten Ausbaustufe können dann relativ einfach zusätzliche, parallele Strahlen zum ersten Bauwerk errichtet werden. Durch Austausch der Transformatoren und der damit einhergehenden Erhöhung der Übertragungsspannung wird mit geringem Aufwand die Kapazität der Netzanbindung erhöht. Abbildung 3.2 zeigt den Aufbau des Windparks in der geplanten, endgültigen Konfiguration. Das zweite, im

Bild oben gelegene Turbinenfeld, wird dabei von einem zweiten Seekabel, das jedoch in derselben Trasse wie das erste verlegt wird, mit dem Übertragungsnetz verbunden.

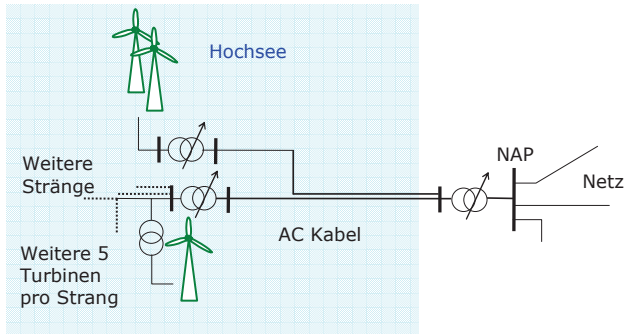


Abbildung 3.2: Windpark mit typischem einfach stichgespeisten Strahlennetz [24]

Ein einfach stichgespeistes Strahlennetz kann mit relativ geringem Aufwand zu einem einfach gespeisten Ringnetz umgebaut werden. Dazu werden meist die Enden zweier Stiche miteinander verbunden. Es muss jedoch beachtet werden, dass nach Möglichkeit die gesamte Kabelstrecke für den maximal auftretenden Strom ausgelegt wird. Ansonsten bietet die Ringkonfiguration keinen wesentlichen betrieblichen Mehrwert, da dann bei Störungen nicht ein Kabelstück zum Weiterbetrieb des restlichen Ringes heraus geschaltet werden kann. Das bedeutet, dass nicht vom Fehler betroffene Windturbinen nur mit verringerter Leistung weiterbetrieben werden können.

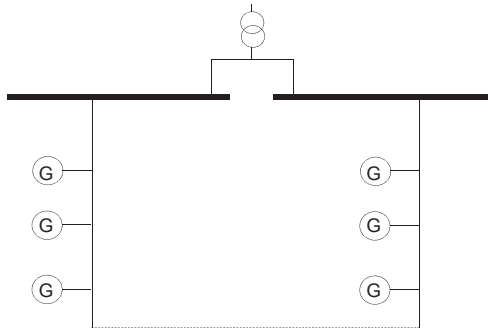


Abbildung 3.3: Einfaches Ringnetz (Ringschluss gestrichelt)

Abbildung 3.3 zeigt ein Beispiel eines einfach stichgespeisten Ringnetzes für den Einsatz in einem Offshorewindpark. Dabei sind einige Netzelemente wie Leistungsschalter, Trenner, aber auch Maschinentransformatoren zur Vereinfachung hier nicht dargestellt. Jede Maschine kann in einer solchen Konfiguration einzeln vom Strang abgeschaltet werden, und auch jedes Kabelstück kann einzeln freigeschaltet werden. So ist es möglich, jeden Knoten über mindestens zwei Wege an das Netz anzubinden und damit bei Ausfall eines Betriebsmittels das restliche Netz weiter zu betreiben [26].

Bei der Auslegung der Kabelstrecken ist die stationäre Strombelastung (Dauerstrom) entscheidend. Sie ist verantwortlich für die Langzeiterwärmung des Kabels, die mit einer Erwärmung und Austrocknung des umgebenden Erdreichs einhergeht. Durch diese Austrocknung sinkt die Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs, was bei ungenügender Auslegung zu einer ungehinderten Erwärmung des Kabels bis zum thermischen Versagen führen kann. Die Normenreihe IEC 60287 [27] gibt nähere Informationen über die Berücksichtigung der dosierten Bodenaustrocknung.

Brakelmann hat dagegen einen Rechenweg entwickelt [28], der die hohen Zeitkonstanten bei der Bodenaustrocknung berücksichtigt und damit zu einer um ca. 35 % höheren stationären Belastbarkeit von Kabeln zur Anbindung von Windkraftanlagen in der Realität führt. Dazu wird die Tatsache ausgenutzt, dass lediglich an drei aufeinanderfolgen-

den Tagen mit durchgehender Höchstlast zu rechnen ist [29]. Diese Zeitperiode reicht nicht um den Kabelgraben so weit wie in IEC 60287 berücksichtigt auszutrocknen.

Die mittlere zu erwartende Windgeschwindigkeit an Offshorestandorten liegt bei 9,5 m/s [30], mit einer Volllaststundenzahl von ca. 3500 Stunden/Jahr. Vergleicht man die mittlere Windgeschwindigkeit mit der Leistungskurve von Windenergieanlagen wird deutlich, dass die Betriebsmittel häufig an ihre Grenzen ausgelastet werden. Diesen Umstand kann man sich auch bei der Auslegung von Transformatoren, die ebenfalls eine relativ gute Überlastbarkeit aufweisen [32], zu Nutze machen.

Das Kabel selber muss aber auch so ausgelegt sein, dass jederzeit und an jedem Ort des Kabels die entstehende Wärme ungehindert an die Umgebung abgegeben werden kann. Häufungen von Kabeln, Schutzabdeckungen, abweichende Umgebungstemperaturen, unterschiedliche Lastformen oder auch geänderte Feuchtigkeit des Bodens (beispielsweise bei Verlegung im Meeresgrund) verändern die Belastbarkeit des Kabels erheblich [33], wie auch Brakelmann im oben genannten Artikel aufgezeigt hat. Für einige abweichende Bedingungen gibt die DIN VDE 0276-1000 Umrechnungsfaktoren [34] an.

### *3.1.1.2 Netzanbindung von Offshorewindparks*

Im Gegensatz zu den bereits realisierten dänischen Offshorewindparks sind die geplanten deutschen Parks wesentlich weiter von der Küste entfernt und stehen dadurch auch in tieferem Wasser. Die auf See erzeugte elektrische Energie muss von den Standorten der Windparks an den nächsten geeigneten Netzverknüpfungspunkt transportiert werden. Dieser nächste geeignete Netzverknüpfungspunkt ist nicht notwendigerweise der geografisch nächste Netzknoten. Die ENTSO-E legt in ihrem Operational Handbook fest, dass im Europäischen Verbundnetz eine Primärregelreserve von zurzeit 3000 MW vorgehalten wird [35]. Das bedeutet, dass an einem Netzknoten maximal 3000 MW Kraftwerksleistung angeschlossen werden dürfen, unabhängig von der tatsächlichen Belastbarkeit des Knotens. Die Leistungen der Offshorewindparks, die im Bereich mehrerer hundert Megawatt liegen, erfordern einen Anschluss an das 380-kV-Netz. Aufgrund der gewachsenen Struktur des deutschen Höchstspannungsnetzes, das Großkraftwerke vornehmlich in der Nähe der Lastschwerpunkte vorsieht [36], befinden sich in

unmittelbarer Nähe zur Küste nur wenige 380 kV Knoten [37]. Somit müssen Netzanbindungen von Offshorewindparks nicht nur die Distanz zur Küste, sondern in den meisten Fällen noch eine zusätzliche Strecke bis zum Netzknoten überbrücken. Bei der Wahl der Trasse ist dabei die zur Netzanbindung verwendete Technologie noch unerheblich, einzig ist jedoch allen Konzepten, dass sie Kabel oder, mit gasisolierten Leitern (GIL), kabelähnliche Systeme verwenden [38].

#### 3.1.1.2.1 Drehstromkabel

Bei Drehstromkabeln kommen aufgrund von Umweltschutzauflagen bei Neuverlegungen nur Kabel aus vernetztem Polyethylen (VPE) in Frage, zumal bei vielen geplanten Kabeltrassen in der Deutschen Bucht eine Berührung des Nationalparks Wattenmeer unvermeidbar scheint [39]. VPE-isolierte Kabel werden, beginnend in der Mittelspannung und folgender Ausweitung auf höhere Spannungsebenen, seit Ende der 1960er Jahre in größerem Umfang eingesetzt. Nach anfänglichen Problemen mit dem sogenannten „water trees“ [40] sind inzwischen dauerhaft spannungsfeste Kabel für bis zu 500 kV verfügbar [41]. Weltweit geht der Trend mehr und mehr zu VPE-Hochspannungskabeln. Kabel für Anwendungen auf See müssen dabei besonders widerstandsfähig sein gegen Abrieb und Korrosion durch Gezeiten, Wellen und menschlichen Einflüssen.

Natürlich gekühlte (nicht zwangsgekühlte) Kabel können nur unterhalb ihrer natürlichen Leistung, also im kapazitiven Bereich, betrieben werden [42]. Die kapazitive Ladeleistung wird aber vom Quadrat der Spannung bestimmt, so dass mit höherer Betriebsspannung die Ladeleistung unverhältnismäßig zunimmt. Praktischerweise wird die Übertragungsspannung für Kabelstrecken zur Windparkanbindung daher auf 155 kV beschränkt. Ansonsten müssten auf See zusätzliche Plattformen mit Kompensationsdrosseln geschaffen werden, deren Kosten einen wirtschaftlichen Betrieb des Kabels verhindern. Es stehen bereits Seekabel für eine Übertragungsspannung von 220 kV zur Verfügung, diese werden jedoch aus dem genannten Grund noch nicht eingesetzt. Die Verwendung von 155 kV limitiert, im Wesentlichen durch die mit der Entfernung ansteigenden Verluste und den Spannungsfall, auch die vertretbare Entfernung, die bei circa 100 km liegt. Bei Kabellängen nahe an 100 km sitzen an beiden Enden Drosseln,

die zur Kompensation der Ladeleistung dienen. Bei kürzeren Kabeln kann dagegen auf die netzseitige Drossel verzichtet werden. Um die Bereitstellung von kapazitiver Blindleistung zum Höchstspannungsnetz zu vereinfachen, wird die Kabelstrecke leicht unterkompensiert betrieben. Dies hat, wie später noch gezeigt werden soll, betriebliche Vorteile.

Neben der Ladeblindleistung kommen als zusätzliche Effekte bei Drehstromsystemen auch noch der Skin- und der Proximityeffekt zum Tragen. Der Skineffekt beschreibt die durch steigende Stromstärke und Frequenz verursachte verringerte Eindringtiefe des Stromes in das Leitermaterial. Dadurch verringert sich der tatsächlich genutzte Leiterquerschnitt, was wiederum die Verluste vergrößert.

Der Proximityeffekt dagegen beschreibt die gegenseitige induktive Beeinflussung zweier stromdurchflossener Leiter. Beide Effekte sorgen neben der Spannungsabhängigkeit der Leiterverluste, die durch die Ableitströme verursacht werden, für einen zusätzlichen Anstieg der Verluste durch Widerstandserhöhung, der nur bei Wechsel- bzw. Drehstromsystemen auftritt.

### 3.1.1.2.2 Gasisolierte Leiter

Bei gasisolierten Leitern handelt es sich um Rohrleiter, bei denen der eigentliche Leiter, der über nichtleitende Stützelemente in der Mitte eines Außenrohres gehalten wird, von einem unter Druck stehenden Isoliergas umgeben ist. Das Außenrohr muss dazu gas- und druckdicht sein [43]. Gasisolierte Leiter der zweiten Generation werden dabei nicht mehr verschraubt, sondern gasdicht vor Ort verschweißt. Als Isoliermittel wird in GIL-Systemen ein Gasgemisch, bestehend aus 20 % SF<sub>6</sub> und 80 % Stickstoff bei einem Überdruck von 7 bar eingesetzt. Rohrleitersysteme werden, hauptsächlich aufgrund der dann einfacheren Zugänglichkeit und Wartbarkeit, in Tunneln verlegt. Siemens, als ein Lieferant derartiger Systeme, schlägt zum Anschluss von Offshorewindparks via GIL den Einsatz von versenkbaren, vorgefertigten Tunnelstücken vor [44]. Ein großer Vorteil von Rohrleitern ist, dass sie aufgrund der kleinen Dielektrizitätskonstante und des koaxialen Aufbaus mit, im Vergleich zu Kabeln, großen Abständen zwischen den Elektroden nur geringe Ladeleistungen aufweisen. So ist es möglich, mit Hilfe eines gasisolierten Leiters bei 380 kV eine Leistung von 1645 MVA ohne Kompensation über eine



Länge von 100 km zu übertragen. Da jedoch die Installationskosten mitunter ein Vielfaches konkurrierender Konzepte betragen, ist bisher keine konkrete Planung einer Netzanbindung eines Offshorewindparks mit GIL bekannt geworden.

#### 3.1.1.2.3 Hochspannungsgleichstromübertragung

Für den verlustarmen Transport großer elektrischer Leistungen über große Entfernungen wird seit der Mitte des vergangenen Jahrhunderts zunehmend Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) eingesetzt. Diese Entwicklung wurde möglich durch die Entwicklung hochspannungsfester Quecksilber-Gleichrichter, die den Vorteil der Drehstromübertragung, nämlich die einfache und verlustarme Transformation auf höhere Spannungen, mit denen der Gleichstromübertragung, dem geringen Leitungswiderstand und fehlender Blindleistung, kombinierte. Die erste kommerzielle HGÜ-Verbindung wurde im Jahr 1954 zwischen der Insel Gotland und dem schwedischen Festland in Betrieb genommen. Sie benutzte eine Spannung von 100 kV, einen Nennstrom von 200 A und übertrug damit 20 MW [45]. Später wurden die Quecksilbergleichrichter gegen die neu entwickelten Thyristor-Halbleiter ausgetauscht. Auch diese Halbleiter sperren den Stromfluss erst im Stromnulldurchgang, sie werden daher als „netzgeführt“ bezeichnet. Konventionelle Hochspannungsgleichstromübertragung mit Thyristorventilen benötigt für den Betrieb Kommutierungsblindleistung. Sie ist daher nur sehr beschränkt dazu geeignet, schwache Netze zu verbinden.

Eine Weiterentwicklung der konventionellen Hochspannungsgleichstromübertragung ist die selbstgeführte HGÜ. Bei dieser Technologie kommen, im Gegensatz zu den herkömmlicherweise verwendeten Thyristoren, GTO oder IGBT zum Einsatz, wie sie auch in den Umrichtern der leistungsstarken Windenergieanlagen eingesetzt werden. Dadurch wird vom angeschlossenen Netz keine Mindestkurzschlussleistung gefordert. Diese neue Technologie wird, je nach Hersteller, HGÜ plus oder HGÜ light genannt. Sie bietet neben dem Anschluss von passiven Netzen auch die Möglichkeit der Schwarzstartfähigkeit, sprich, das Netz am empfangenen Ende kann von der HGÜ-Station aus unter Spannung genommen werden. Von der internen Verschaltung der Halbleiterbrücken in den Umrichtern der neuen HGÜ lassen sich zwei grundsätzliche Konzepte unterscheiden: zwei level-HGÜ und drei level-HGÜ gegenüber multi level-HGÜ. Beim ersten

Konzept liegt die Systemmasse zwischen den beiden Polen, der Umrichter schaltet immer zwischen der positiven und negativen Spannung durch (s. Abbildung 3.4). Die Umrichterregelung muss daher eine Pulsweitenmodulation einsetzen, in den Stationen müssen entsprechende Glättungsdrosseln installiert sein um eine Wechselspannung zu erzeugen.

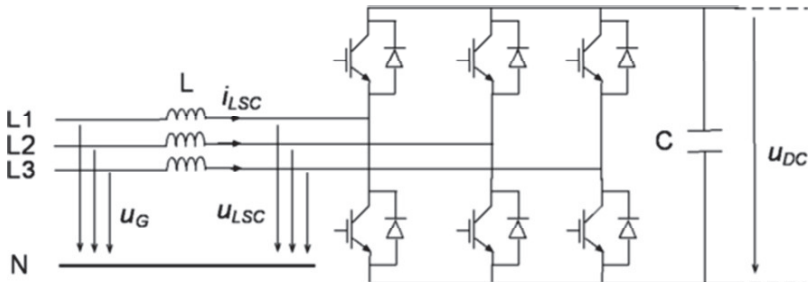


Abbildung 3.4: Zwei Level-Umrichter (Prinzipbild)

Mit sehr viel kleineren Glättungsdrosseln kommt dagegen die multi-level HGÜ (s. Abbildung 3.5) aus. Hier bestehen die Brücken zwischen der Masse und den Spannungen aus vielen einzelnen Halbleiterventilen mit Zwischenabgriffen. Dadurch lässt sich die Spannung stufenweise durchschalten, eine Pulsweitenmodulation ist nicht erforderlich.

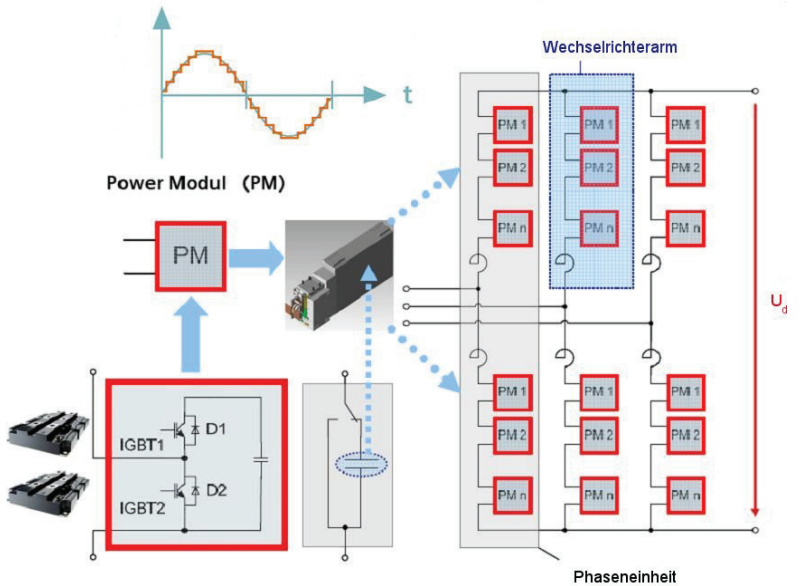


Abbildung 3.5: Konzept des multi-level Wechselrichters (Quelle: Siemens Pressebild)

Neben dem Vorteil des verlustarmen Transports von elektrischer Energie über weite Strecken bei der Möglichkeit des Einsatzes von kostengünstigen VPE-Kabeln, bietet die HGÜ der zweiten Generation (light oder plus) noch einige weitere Vorteile: Der Einsatz von gesteuerten Halbleiterventilen mit hohen Schaltfrequenzen in den Umrichterstationen ermöglicht, wenn eine entsprechend ausgelegte Regelung verwendet wird, die unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung an den Netzanschlüssen [46]. Damit können die netzseitig gelegenen Umrichterstationen Systemdienstleistungen (Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit) erbringen beziehungsweise die Netzanschlussbedingungen für Windparks erfüllen. Besondere Anforderungen an die Windturbinen im jeweiligen Offshorewindpark sind dann nur erforderlich, soweit dies für den Betrieb des seeseitig gelegenen Umrichters der HGÜ erforderlich ist. Durch den Einsatz der gesteuerten Halbleiter ist es auch nicht länger nötig, die Gleichstromstrecke umzupolen, wenn der Leistungsfluss umgekehrt werden soll. Das eröffnet die Möglichkeit, an

einen landseitig gelegenen Umrichter mehrere Offshorewindparks anzuschließen und damit eine sogenannte multi-terminal-Lösung zu schaffen [47].

Die hohen Schaltfrequenzen der Umrichter zusammen mit zusätzlichen Filterkreisen für die Schaltheinrichtungen verhindern Probleme mit Flicker und Harmonischen [48]. Vielmehr noch lässt sich die netzseitige Umrichterstation als STATCOM bzw. aktiver Filter betreiben sowie zusätzliche Blindleistungsbereitstellung erbringen, auch ohne dass von der Seeseite Leistung eingespeist wird. Die Leistungsbilanz über das HGÜ-System muss jedoch stets ausgeglichen sein. Neben der bereits erwähnten Schwarzstartfähigkeit, dass also das empfangene Netz von der HGÜ-Station aus unter Spannung gesetzt werden kann, ist grundsätzlich auch die Frequenz im Offshorewindpark frei wählbar. Dies ermöglicht neue, innovative Generatorkonzepte.

Bei den HGÜ-Leitungen, die bisher zur Anbindung an das deutsche Höchstspannungsnetz geplant sind, kommen ausschließlich bipolare Verbindungen zum Einsatz [19]. Dies vermeidet unter anderem Elektrolyse und die Auslösung von Ionen an der ansonsten im Meer versenkten Kathode.

Abbildung 3.6 zeigt einen Vergleich der Investitionskosten bei HGÜ- und Drehstromverbindungen. Wie bereits mehrfach angesprochen liegt die Entfernungsschwelle, ab der eine HGÜ-Verbindung der zweiten Generation kostengünstiger wird, bei circa 100 -130 km.

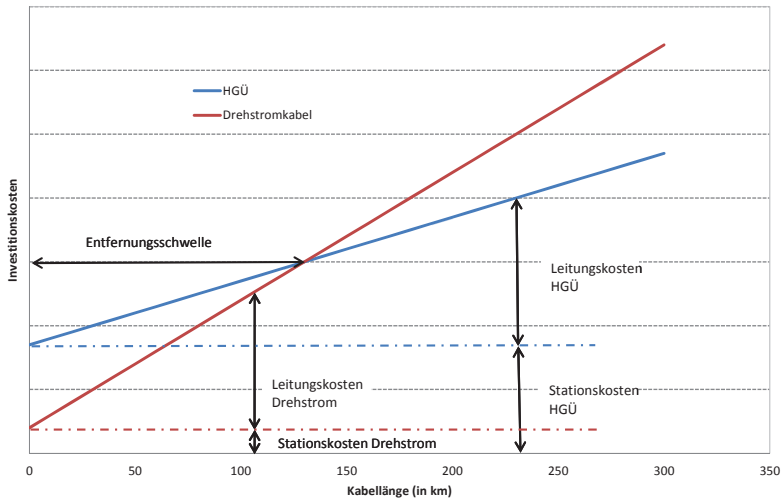
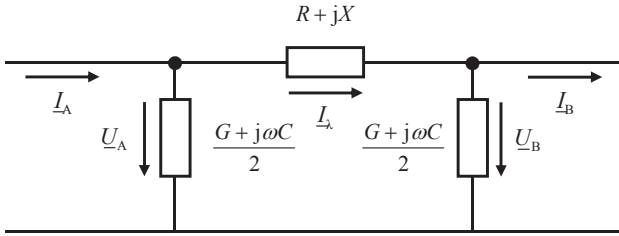


Abbildung 3.6: Vergleich der Investitionskosten von Drehstrom und HGÜ (vergleiche [49], eigene Darstellung)

### 3.1.1.3 Verluste

Man unterscheidet, unabhängig davon welche Übertragungstechnologie zum Einsatz kommt, in der elektrischen Energietechnik zwischen spannungsabhängigen und stromabhängigen Verlusten. Spannungsabhängige Verluste sind unabhängig von der Belastung der Leitung und entstehen, sobald die Übertragungsstrecke unter (Betriebs)Spannung gesetzt wird. Stromabhängige Verluste dagegen sind vom Strom und damit größtenteils von der Belastung der Leitung quadratisch abhängig. Bei Drehstromleitungen entstehen durch die kapazitiven Ladeströme bereits im Leerlauf stromabhängige Verluste.

Für das Verständnis der Verluste ist das in Abbildung 3.7 gezeigte Ersatzschaltbild [17] hilfreich. Es handelt sich dabei um eine Wechselspannungsleitung beziehungsweise um das einphasige Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung. Die Leitungskapazitäten und Ableitwerte sind konzentriert angenommen und je zur Hälfte auf beide Enden verteilt.


 Abbildung 3.7:  $\pi$ -Ersatzschaltbild der elektrischen Leitung

Zur Ermittlung der spannungsabhängigen Verluste ist die Annahme gerechtfertigt, dass an der Leitung im Mittel die Betriebsspannung  $U_n$  anliegt. Für einen Kilometer Leitung kann man dann notieren (wobei das Hochkomma die auf einen Kilometer bezogene Größe kennzeichnet):

$$P'_U = G' \cdot U_n^2 \quad (77)$$

Speziell gilt für eine angenommene Übertragungsspannung von 130 kV, wie sie bei Anbindungen von Offshorewindparks üblich ist:

$$P'_U (\text{kW/km}) = 0,0169 \cdot G' (\text{nS/km}) \quad (78)$$

Unter Vernachlässigung des Ladestromes gilt für die stromabhängigen Verluste auf einem Kilometer Leitung:

$$P'_I = 3R' \cdot I^2 = R' \cdot \frac{S^2}{U_n^2} \quad (79)$$

Wobei hier für  $I$  der übertragende Strom beziehungsweise für  $S$  die übertragene Leistung einzusetzen ist.

Wie bereits weiter oben erwähnt, sind die Ladeströme bei gasisolierten Leitern sehr klein. Eine Vernachlässigung erscheint daher bei kleinen Längen gerechtfertigt, eine Kompensation ist nicht zwingend notwendig. Bei Drehstromkabeln hoher Spannung und großer Länge kann die Vereinfachung jedoch nicht getroffen werden. Gerade im Leerlauf und bei Belastung mit nur kleiner Leistung sind die durch den Ladestrom verursachten Verluste erheblich. Wie bereits erwähnt hängt der Ladestrom von der (Be-

triebs-)Spannung des Kabels ab. Bei Planungen kann dafür vereinfachend die Nennspannung angenommen werden. Weiterhin hängt der Ladestrom von der Anzahl der Kompensationselemente und ihrer Anordnung (Anfang/Ende des Kabels) ab. Bei Offshorewindparks sind bei den im Rahmen dieser Arbeit begleiteten Projekten, sofern eine Drehstromverbindung eingesetzt wurde, nur Kompensationsanlagen auf der Landseite vorgesehen worden. Der Ladestrom fließt dann nur von einer Seite zu, und es ergibt sich ein zusätzlicher Verlustanteil. Dabei ist der Ladestrom proportional zur Betriebsspannung und Länge der Leitung:

$$I_c = \frac{\omega \cdot C' \cdot l \cdot U_n}{\sqrt{3}} \quad (80)$$

Die von  $I_c$  verursachten Verluste sind daher spannungsabhängig, sie fallen an, sobald die Übertragungsstrecke unter Spannung gesetzt ist.

Der Widerstandsbelag  $R'$  ist temperaturabhängig und bei Wechselstrom durch Skin- und Proximityeffekt auch strom- und damit belastungsabhängig. Berücksichtigt werden die Stromverdrängungseffekte und die Schirm- und Bewehrungsverluste beim Kabel durch einen Zusatzwiderstand  $\Delta R'$  zum Gleichstromwiderstand  $R'_=$ .

$$\Delta R' = R'_= \cdot (\gamma_s + \gamma_p + (1 + \gamma_s + \gamma_p)(\lambda_1 + \lambda_2)) \quad (81)$$

$\gamma_s$  und  $\gamma_p$  kennzeichnen dabei den Einfluss des Skin- und Proximityeffekts.  $\lambda_1$  und  $\lambda_2$  stehen für die Verluste im Kabelschirm und in der Kabelbewehrung [50]. Heutige VPE-Landkabel werden ohne Bewehrung konstruiert, den mechanischen Schutz des Kabels übernimmt ein entsprechend ausgelegter Kabelmantel aus Polyethylen. Eine ebenfalls vorhandene, dünne Aluminiumfolie dient nur noch als Dampfsperre. Seekabel verfügen dagegen sehr wohl über eine Schirmdrahtarmierung, die Dampfsperre ist zumindest bei einigen Konzepten als Bleimantel ausgeführt [51]. Bei Einsatz von HGÜ entfallen die oben genannten, zusätzlichen Verluste.

Die Temperaturabhängigkeit der Verluste wird auf der Basistemperatur von 20°C dargestellt:

$$R'_= = R'_{=20} (1 + \alpha_{20} (\vartheta - 20^\circ\text{C})) \quad (82)$$

Für Kupferleiter wird von den Herstellern in der Literatur [52] gemeinhin ein  $\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} \frac{1}{K}$  und für Aluminiumleiter  $\alpha_{20} = 4,67 \cdot 10^{-3} \frac{1}{K}$  angenommen. Als Faustformel lässt sich für beide Metalle eine Widerstandserhöhung von 4 % bei einer Temperaturerhöhung von 10 K gegenüber 20 °C angeben.

Für Wechselstromleitungen können die Gl. (81) und Gl. (82) zusammengefasst werden zu einer Formel:

$$R' = R'_{\Sigma} + \Delta R' = R'_{\Sigma} (1 + \gamma_s + \gamma_p) (1 + \lambda_1 + \lambda_2) = R'_{\Sigma} \cdot F_{sp} \cdot F_{\lambda} = R'_W \cdot F_{\lambda} \quad (83)$$

Dabei bezeichnet der Faktor  $F_{sp}$  die Stromverdrängungs- und der Faktor  $F_{\lambda}$  die Schirm- und Bewehrungsverluste des Kabels [53]. Bei gasisolierten Leitern spielt die Stromverdrängung praktisch keine Rolle [42],[54]. Bei Leitern mit großem Querschnitt (ab ca. 900 mm<sup>2</sup>) versucht man Skin- und Proximityeffekt durch den Einsatz von gegeneinander isolierten Leitersegmenten (Millikenleiter [55]) oder sogar durch Isolation der einzelnen Leiterdrähte zu verkleinern. Beim Einsatz von Einleiterkabeln können die Proximityeffekte durch die Wahl eines größeren Abstandes der Leiter untereinander verringert werden. Für die Anbindung von Offshorewindparks bisher keine Planungen zur Verlegung drei einzelner Einleiterkabel bekannt, da dadurch die Verlegekosten stark steigen. Weiterhin lassen sich bei herkömmlichen Kabeln an Land die Schirmverluste durch Auskreuzen der Schirme auf einen Anteil von wenigen Prozent der Gesamtverluste verringern [56]. Ein weiterer Vorteil des Auskreuzens besteht in der Symmetrierung der Induktivitäten über die Länge. Das Auskreuzen der Schirme wird bei Seekabeln nicht realisiert [57].

Bei gasisolierten Leitern fließen in den Kapseln nahezu gleichgroße Ströme wie in den Leitern. Die Kapseln sind jedoch für die Aufnahme dieser Ströme ausgelegt. Die Verluste in gasisolierten Leiter liegen in etwa in derselben Größenordnung wie bei Kabeln [58].

Bei Einsatz einer HGÜ entstehen Verluste in den Umrichterstationen am Anfang und am Ende der Übertragungsstrecke. Verluste in den Ventilen lassen sich unterscheiden in Stromwärmeverluste, durch endliche Widerstand im sperrenden Zustand und endlichen



Leitwert im leitenden Zustand, und Schaltverluste. Die Stromwärmeverluste in den Halbleitern lassen sich beschreiben durch:

$$P_V = U_{T0} \cdot I_{VAV} + r_V \cdot I_{VRMS}^2 \quad (84)$$

Dabei bezeichnet  $U_{T0}$  die Schleusenspannung,  $I_{VAV}$  den Mittelwert eines sinusförmigen Stromes mit halber Periodendauer,  $r_V$  den Durchlassersatzwiderstand und  $I_{VRMS}$  den Effektivwert einer Stromhalbschwingung [60]. Wenn, zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit und damit der Gesamtleistung, mehrere Ventile parallel geschaltet sind, addieren sich die einzelnen Verlustleistungen zur Gesamtverlustleistung. Nach [60] stellen die Durchlassverluste bei Anwendungen im Übertragungsnetz die Hauptverluste dar. Kommen darüber hinaus noch Stromrichtertransformatoren zur Erhöhung der Spannung auf der Wechselstromseite zum Einsatz, müssen auch deren Verluste berücksichtigt werden. Ebenso verursachen auch Saugkreise zur Verringerung der Schaltharmonischen Verluste. [59] gibt als typischen Wert für die Verluste in den Halbleiterventilen 0,6 % der übertragenden Leistung an, bei Einsatz von Stromrichtertransformatoren kommen noch einmal ca. 0,1 % hinzu [61].

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass den geringeren leistungs- und übertragungslängenabhängigen Verlusten der HGÜ größere Verluste in den Stationen gegenüberstehen. Damit ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei den Investitionskosten in Abbildung 3.6 bei HGÜ sind die Einstandsverluste höher, diese relativieren sich jedoch mit zunehmender Leitungslänge. Auch wenn man davon ausgeht, dass gasisolierte Leiter geringere Verluste aufweisen, so stehen hier doch erheblich über den beiden anderen Technologien liegende Investitionskosten einer Realisierung im Wege.

### 3.1.2 U/Q-Management

Wie bereits in der Einleitung beschrieben, werden Windparks seit einigen Jahren nicht mehr länger als negative Lasten betrachtet, sondern mehr und mehr durch die Netzbetreiber über Vorgaben in den Netzanschlussbedingungen (engl.: grid codes) aktiv in den

Netzbetrieb mit einbezogen. Dabei werden im stationären Zustand unter anderem Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der Windparks gestellt. Für den Anschlussbereich der E.ON Netz GmbH sind daher am 1. April 2006 neue Anforderungen für den Anschluss von Erzeugereinheiten an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Kraft getreten [62]. Diese Netzanschlussbedingungen (NAB) gelten für alle auf diesen Spannungsniveaus angeschlossenen Erzeugereinheiten. Dabei wurden aber, unter Berücksichtigung der Besonderheiten von Erzeugereinheiten aus dem Bereich der regenerativen Energien, einige Ausnahmeregelungen geschaffen. Schon heute speisen größere Windparks direkt in das 110-kV-Netz ein, die geplanten großen Offshorewindparks werden größtenteils direkt in das 380-kV-Netz einspeisen, so dass meist die NAB für Hoch- und Höchstspannung zu beachten sind.

In diesen NAB sind auch neue Anforderungen an EEG-Erzeugungsanlagen im stationären Systemzustand vorgeschrieben, von anderen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) sind ähnliche Dokumente veröffentlicht worden. Abbildung 3.8 zeigt die Anforderungen von E.ON (jetzt TenneT, links) und Vattenfall Europe (jetzt 50 Hz Transmission beziehungsweise Elia, rechts).

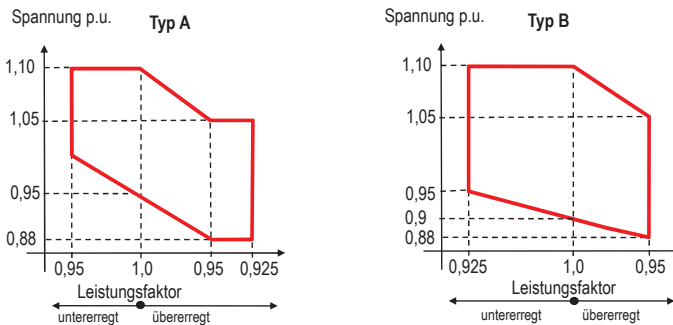


Abbildung 3.8: Unterschiedliche Blindleistungskennlinien von Übertragungsnetzbetreibern

Die sichtbaren Unterschiede sind durch die unterschiedlichen Netzkonfigurationen und Belastungszustände begründet. Es lässt sich vermuten, dass Vattenfall ausgeprägte

Schwachlastzustände beherrschen muss. Die bei Schwachlast im unternatürlichen Betrieb betriebenen Freileitungen stellen Blindleistung zur Verfügung, sie wirken kapazitiv. Die Generatoren müssen die Spannung im Netz dann durch untererregte Fahrweise begrenzen.

Je nach Netzanbindungstechnologie des Windparks gibt es verschiedene Strategien, die geforderten Blindleistungskennlinien zu erbringen. Ist der Windpark über eine selbstgeführte HGÜ-Verbindung angeschlossen, kann (muss) der netzseitige Umrichter für die vollständige Bereitstellung der Blindleistung genutzt werden. Dieser Umrichter ist dann für einen entsprechend großen Nennstrom auszulegen. Da Halbleiterbauelemente vor allem auf Wärme kritisch reagieren, ist der Strombetrag das entscheidende Kriterium [63] für die Begrenzung der maximalen Blindleistungsbereitstellung, insbesondere im Betrieb mit einer Spannung kleiner als die Nennspannung. Zusätzlich muss die Kühlung für einen ausreichend großen Wärmeabfluss sorgen. Die HGÜ-Anbindung entbindet aber die Turbinen im Windpark nicht zwangsläufig von der Blindleistungsbereitstellung. Da die Netzanbindung bis zum seeseitigen Umrichter von den Netzbetreibern in Deutschland bereitgestellt wird [65], können sie für die Spannungsregelung im Offshore-Netz Blindleistungsbereitstellung fordern.

In einem Windpark mit Drehstromnetzanbindung stehen mehrere Betriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung zur Verfügung, die beispielhaft in Abbildung 3.9 dargestellt sind. Sie sollen im Folgenden kurz beschrieben werden.

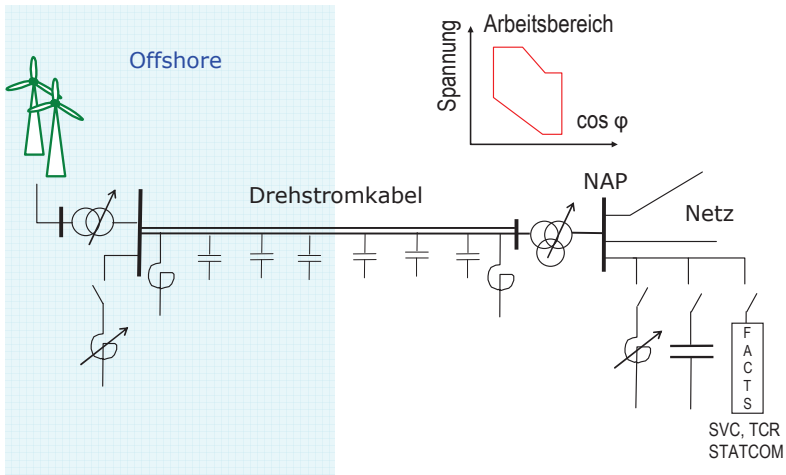


Abbildung 3.9: Mögliche Blindleistungsquellen bei Drehstrom-Netzanbindung eines Windparks

### 3.1.2.1 Kabel

Das Kabel selbst stellt eine erhebliche kapazitive Blindleistungsquelle dar. Erfahrungen im Ostseeraum zeigen, dass bei einer Kabelstrecke mit 77 km Länge Drosseln auf beiden Seiten notwendig sind, um einen Betrieb mit annehmbaren Verlusten (2 %) zu ermöglichen [64]. Es ist jedoch möglich, die Kompensationsspulen etwas kleiner zu dimensionieren als für eine vollständige Kompensation des Kabels notwendig wäre, so dass die übrig bleibende kapazitive Blindleistung der Kabelstrecke zur Blindleistungsregelung genutzt werden kann. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass dadurch die Übertragungsleistung des Kabels geringfügig eingeschränkt wird. Die Kompensationsspulen werden fest mit den Kabelendverschlüssen verbunden, um ein versehentliches Abschalten des Kabels ohne Kompensation zu verhindern. Das Kabel mit seinen verteilten Kapazitäten und die fest angeschlossenen Kompensationsspulen sind symbolhaft in Abbildung 3.9 dargestellt. Bei der Auslegung der Gesamtstrecke muss bedacht werden, dass der Blindstrom die Schalter zusätzlich belastet, was bei der Auslegung bezie-

hungsweise Auswahl der Schalter berücksichtigt werden muss (Bemessungsströme für kapazitive Schaltfälle, siehe [65]). Durch den festen Anschluss der Kompensationsspulen an die Kabelendverschlüsse braucht der Leistungsschalter daher nicht für den vollständigen kapazitiven Ladestrom des Kabels ausgelegt zu werden.

### *3.1.2.2 Transformatoren mit Stufenstellern*

Auf beiden Seiten der Übertragungsstrecke, sowohl am Mittelspannungstrafo als auch am Trafo zwischen Hoch- und Höchstspannung, können Stufenschalter eingesetzt werden. Diese Schalter werden meist auf der Hochspannungsseite eingesetzt, da dort die die Schalter belastenden Ströme (Kontaktbrand) kleiner sind. Gängige Stufenschalter können die Spannung innerhalb von beispielsweise 27 Stufen ( $\pm 13$  Stufen plus Nullstellung) von +10 % bis -10 % (teilweise auch realisiert bis  $\pm 20$  %) um die Nennspannung variieren. Der Schalter verändert die Anzahl der aktiven Spulenwicklungen auf der Oberspannungsseite des Transformators. Bei Einsatz von Stufenschaltern auf beiden Seiten der Kabelstrecke kann die Spannung auf der Strecke in engen Grenzen variiert werden, ohne dass die Primär- beziehungsweise Sekundärspannung auf der Netz- wie auf der Windparkseite beeinflusst werden. Durch gezieltes Ändern der Spannung kann die kapazitive Blindleistung der Übertragungsstrecke, und indirekt auch die induktive Blindleistung der angeschlossenen Kompensationsspulen, beeinflusst werden.

Bei MS-Transformatoren für Offshore-Windparks ist die Anzahl der Stufen des Stufenschalters häufig reduziert. Dadurch soll die Anzahl der notwendigen Schalthandlungen (die zu Verschleiß führen) während einer definierten Zeitdauer reduziert werden. Der Nachteil ist, dass durch die verringerte Stufenzahl größere Spannungsänderungen auftreten. Da jedoch Wartung beziehungsweise Austausch von Teilen bei einer Installation auf See sehr teuer und aufwendig ist (unter anderem gibt es bedingt durch Wetterverhältnisse nur sehr wenige und kurze Zeitfenster), wird der genannte Nachteil in Kauf genommen.

### *3.1.2.3 Zusätzliche Spulen und Kondensatorbänke*

Am Netzanschlusspunkt (NAP) beziehungsweise an der Sammelschiene auf der Windparkseite können zusätzliche Spulen oder Kondensatoren angeschlossen werden. Dabei ist der NAP in der Regel zu bevorzugen, da, wenn ein vom Netzbetreiber vorgegebenes Blindleistungsprofil am NAP erfüllt werden soll, der Blindstrom in diesem Fall nicht über das Seekabel zum Netz übertragen werden muss. Die Bauteile sind aber meist für den sich stark und in kurzen zeitlichen Abständen ändernden Betrieb, wie er bei Windparks durch eine sich ändernde Windgeschwindigkeit üblich ist, zu unflexibel. Die Flexibilität kann zwar durch Stufensteller oder Schalter erhöht werden, jedoch geben die Netzbetreiber Maximalwerte für Blindleistungssprünge vor, die mit herkömmlichen Stufenstellern nur schwer einzuhalten sind. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass Kondensatoren für maximal 10 Schalthandlungen am Tag ausgelegt sind [67], was bei stark schwankender Windgeschwindigkeit und damit Einspeisung zu wenig sein kann. Um ein Schalten der Kapazitäten zu ermöglichen, werden die Kondensatoren durch parallele Spulen kompensiert, die dann je nach Bedarf zu- oder abgeschaltet werden. All dies führt dazu, dass der Einsatz dieser Elemente stark eingeschränkt ist.

Statische Blindleistungsquellen können zusammen mit dem Netz (mit seinen Kapazitäten und Induktivitäten) einen Schwingkreis bilden. Daher ist die Auslegung auf die individuellen Verhältnisse am Netzknoten anzupassen. Zusätzlich zur eigentlichen Blindleistungsquelle wird ein Dämpfungskreis und auch Oberschwingungsfilter installiert, um Schwingungen im Bereich der höheren Harmonischen (in dem die Eigenfrequenz des gebildeten Schwingkreises liegt) auszuschließen.

Trotz der genannten Nachteile hat TenneT TSO im Sommer 2012 Aufträge für statische Blindleistungsbereitstellung in ihren 380-kV-Umspannwerken Borken und Raitersaich vergeben [68]. Dabei handelt es sich um mechanisch geschaltete, teilweise kompensierte Kondensatoren, die direkt an die 380-kV-Ebene angeschlossen werden. Transformatoren sind nicht vorhanden, womit ein zusätzlicher Kostenfaktor entfällt. Die Kompensationsanlagen von TenneT werden zur Blindleistungskompensation im Höchstspannungsnetz genutzt, weswegen sie weniger starke und schnelle Lastschwankungen erfahren als Kompensationen am Netzanschlusspunkt von Offshore-Windparks.

#### 3.1.2.4 FACTS

Flexible AC Transmission Systems (FACTS) werden in Fachkreisen seit vielen Jahren diskutiert. Für eine Übersicht empfiehlt sich [69]. Sie wurden bisher hauptsächlich dazu eingesetzt, lange Versorgungsleitungen zu kompensieren [70], und, sofern sie ausreichend schnell regelbar sind, für eine Verbesserung der Stabilität in schwach vermaschten Netzen zu sorgen [71]. Diese Bauelemente sind in Deutschland in der Vergangenheit kaum zum Einsatz gekommen, da das deutsche Übertragungsnetz stark vermascht ist und andere, kostengünstigere Möglichkeiten zur Stabilitätsverbesserung zur Verfügung standen. Wenn jedoch eine stufenlos verstellbare Blindleistungsbereitstellung direkt am NAP eines Offshorewindparks gewünscht ist, scheinen FACTS unvermeidbar. Zwei wichtige Elemente, die den FACTS zugerechnet werden, sind Static Var Compensators (SVC) und STATCOM.

In einem SVC (Static Var Compensator) wird die Blindleistung in Kondensatoren bzw. Induktivitäten erzeugt. Durch die verwendete Phasenanschnittsteuerung mit Thyristoren besteht die Möglichkeit einer kontinuierlichen Regelung. Eine Sonderform stellt der TCR (Thyristor Controlled Reactor) dar, in dem ausschließlich Induktivitäten geschaltet werden. Die Regelung ist gewöhnlich in der Lage auch schnelle Spannungsschwankungen auszuregeln. Allerdings ist bei größeren Spannungsänderungen der Stellbereich schnell ausgeschöpft. Danach verhält sich die erzeugte/abgegebenen Blindleistung des SVC proportional zur Spannung, womit der Beitrag des SVC zur Spannungsstützung während eines Fehlers gering bleibt. Nach Spannungswiederkehr kann der SVC zur Stabilisierung der Spannung beitragen. SVC/TCR können jedoch nicht direkt an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, dazu wird immer ein zusätzlicher Abspanntransformator benötigt [72]. SVC werden bereits seit vielen Jahren in der Übertragungstechnik eingesetzt und können als vergleichsweise ausgereift gelten. Derzeitige Entwicklungsrichtungen sind die Erhöhung der Leistungsstärke der eingesetzten Halbleiterventile und die Reduzierung der Verluste.

Eine weitere Möglichkeit besteht im Einsatz von Photothyristoren, die seit einiger Zeit auch für größere Leistungen verfügbar sind. Durch die optische Zündung dieser Bautei-

le ist die Ansteuerung galvanisch vom Lastkreis getrennt, was den Aufbau vereinfacht und zu Kostensenkungen führen wird.

Ein STATCOM (Static Synchronous Compensator) ist ein dreiphasiger Umrichter, der über einen Gleichspannungskreis verfügt. Dieser Gleichspannungskreis wird über Kondensatoren gestützt. Der Kondensator kann jedoch verhältnismäßig klein sein, da die vom STATCOM abgegebene Blindleistung nicht in diesem Kondensator entsteht. Mit schnell schaltbaren leistungselektronischen Bauelementen wird durch Pulsweitenmodulation (PWM) der gewünschte induktive oder kapazitive Strom ins Netz eingeprägt [73]. Ein STATCOM ist schnell genug regelbar ( $< 10$  ms zum Durchfahren des gesamten Regelbereiches), um auch im Fehlerfall die Netzspannung zu stützen. Die Verluste sind jedoch höher als die von SVC. Unterschreitet die Klemmenspannung des STATCOM eine gewisse Grenze (circa  $10\% U_n$ ), muss der STATCOM ähnlich wie der Umrichter von WEA aus Schutzgründen blockiert werden.

Nach bisherigen Erfahrungen beim Einsatz großer STATCOM-Leistungen im Netzbetrieb muss bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen auch aus Netzsicht von einer Einspeisung des maximalen kapazitiven Blindstromes abgesehen werden. Bei Spannungswiederkehr können unvermeidliche Verzögerungen (wenige Millisekunden sind ausreichend) in Regelung und Ansteuerung des STATCOM dazu führen, dass das erste Überspringen der Spannung durch den STATCOM noch zusätzlich verstärkt wird. Daher wird der STATCOM bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen nicht voll kapazitiv aufgesteuert.

Wurden die ersten STATCOM mit GTO als Ventilen ausgerüstet, haben sich in den letzten Jahren IGBT durchgesetzt. Diese ermöglichen die Realisierung geringerer Verluste und eine wesentlich höhere Taktfrequenz, was zu einer Reduzierung der Filter geführt hat. Nach wie vor sind jedoch die Spannung und auch der Strom von IGBT stark begrenzt, weswegen diese Bauteile für Elemente mit hoher Leistung und Spannung kaskadiert werden müssen.

IGBT werden in den nächsten Jahren weiter auf Verlustminimierung optimiert werden. Wie bei nahezu allen Halbleiterelementen ist auch hier mit fallenden Preisen zu rechnen. Um die Verluste im Betrieb weiter zu verringern, gibt es Bestrebungen, im normalen, stationären Betrieb die Taktfrequenz herabzusetzen. Da die Verluste der Schalter zu



einem großen Teil aus Schaltverlusten während des Übergangs vom leitenden Zustand in den sperrenden (oder wieder zurück) bestehen, kann diese Maßnahme eine relativ große Wirkung entfalten. Es müssen aber dann für die geringere Taktfrequenz zusätzliche Filter installiert werden, um die veränderten (Schalt-)Harmonischen abzusaugen.

IGCT dagegen vereinigen die geringen Leitungsverluste von Thyristoren mit dem Ausschaltvermögen von IGBT. Im Vergleich zu IGBT können sie bei gleicher Spannung größere Ströme zuverlässig schalten. Dies würde den Aufbau und die Verluste von Hochleistungs-STATCOM senken, was voraussichtlich eine weitere Kostensenkung nach sich zöge [74].

Die Entwicklung der selbstgeführten Hochspannungsgleichstromübertragung (VSC-HGÜ) hat gezeigt, dass es durch starkes Kaskadieren möglich ist, Halbleiterelemente für die Hochspannungsebene zu bauen. Ob STATCOM jedoch in der Zukunft ökonomisch sinnvoll an Hochspannung betrieben werden können, bleibt fraglich.

#### *3.1.2.5 Umrichter gespeiste Erzeuger*

Umrichter gespeiste Generatoren sind, unabhängig davon, welchen Primärenergieträger sie einsetzen, in der Lage, über den Umrichter eine von der aktuellen Wirkleistung unabhängige Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Auch drehzahlvariable Windenergieanlagen können zur Blindleistungsbereitstellung genutzt werden. Dabei wird die tatsächlich speisbare Blindleistung aber trotz Entkopplung teilweise von der aktuellen Wirkleistung bestimmt. Das liegt daran, dass das begrenzende Bauelement dieser Maschinen der Umrichter ist, dessen Maximalstrom (betragsmäßig) begrenzt ist. Von Anlagenherstellern wird aus unterschiedlichen Gründen dieser Betriebsbereich nicht komplett ausgenutzt.

Ein Beispiel einer P-Q-Kennlinie zeigt Abbildung 3.10. Die eingezeichneten Optionen stellen dabei Fähigkeiten dar, die von Kunden bei Bestellung zusätzlich bezahlt werden müssen. Ein interessanter Aspekt der Kennlinie in Option 2 ist sicherlich, dass die Maschinen in der Lage sind, auch bei keiner Einspeisung von Wirkleistung trotzdem Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Dies unterstreicht ihre Ähnlichkeit mit den schon zuvor erwähnten STATCOM.

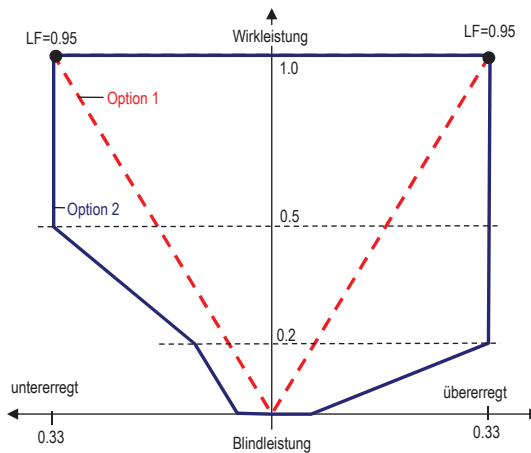


Abbildung 3.10: Beispielhafte P-Q-Kennlinie einer WEA

### 3.2 Spannungsstützung im Fehlerfall

Im Falle eines Kurzschlusses im Übertragungsnetz ist es von entscheidender Bedeutung, dass die angeschlossenen Generatoren in der Lage sind, trotz der unter Umständen stark verminderten Spannung am Netz zu verbleiben und einen Kurzschlussstrom zu speisen. Der Verbleib am Netz während eines Spannungseinbruches wird im Englischen als Low Voltage Ride-Through (LVRT), in Abgrenzung zum Over-Voltage Ride-Through (Widerstandsfähigkeit gegenüber Überspannungen), bezeichnet. Das Speisen eines Kurzschlussstromes führt dazu, dass der sich im Netz ausbildende Spannungstrichter begrenzt wird. Dadurch werden die Auswirkungen auf Windenergie-Altanlagen, aber auch auf die Verbraucher begrenzt. Damit wird insbesondere die Ausfallleistung von Altanlagen auf ein beherrschbares Maß reduziert.

Aktuell verfügbare Windenergieanlagen (WEA), die den Anforderungen der modernen Netzanschlussregeln unterworfen sind, speisen einen Blindstrom, der jedoch zurzeit unter dem der konventionellen Einheiten mit Synchronmaschinen liegt. Der Hauptgrund dafür ist die Strombegrenzung in den Umrichtern. Während Synchronmaschinen circa

das Achtfache ihres Nennstromes als Kurzschlussstrom einspeisen [92], ist der Kurzschlussstrom bei Umrichtersystemen auf wenig mehr als den Nennstrom begrenzt, da die Umrichter aktuell aus Kostengründen einen Bemessungsstrom nur wenig oberhalb des Nennstromes aufweisen. Durch die fortschreitende Integration immer größerer Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen und anderen erneuerbaren Energiequellen verändern sich die Vorgänge im Netz während und nach einem Kurzschluss zunehmend. Dies wird zum einen verursacht durch den Einsatz anderer Generatortechnologie, zum anderen aber auch dadurch, dass Erzeugerleistung nicht mehr an diskreten Punkten zentral und nahezu direkt in das Hoch- oder Höchstspannungsnetz einspeist, sondern viele kleine, verteilte Einheiten im Nieder- oder Mittelspannungsnetz einspeisen. Aufgrund der Kopplung über Transformatoren und deren hohen Impedanzen können die in den unterlagerten Ebenen angeschlossenen Erzeugungseinheiten keine nennenswerte Spannungsstützung für das Übertragungsnetz während eines Fehlerfalls leisten. Die Berechnungen im Rahmen der dena I-Studie [75] haben gezeigt, dass darüber hinaus auch mit einer schleppenden Erholung der Spannung nach dem Fehler zu rechnen ist. Dies wird hauptsächlich verursacht durch die nach wie vor im Netz vorhandene WEA-Altanlagen mit Asynchronmaschinen, die bei Spannungswiederkehr ein stark induktives Verhalten aufweisen und damit die Erholung der Spannung behindern. Im schlimmsten Fall des generatornahen Kurzschlusses kann dies auch zu einer Abschaltung des betroffenen konventionellen Kraftwerks führen, da die Rückkehr der Eigenbedarfsspannung stark verzögert ist. Eine Abschaltung der Windenergieanlagen im Fehlerfall stellt keine Lösung dar, da es dadurch zu einem erheblichen Erzeugungsausfall käme, der geeignet sein kann, das Netz zu destabilisieren.

Es ist festzustellen, dass sich durch die fortschreitende Integration immer größerer Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen und anderen erneuerbaren Energiequellen die Vorgänge im Netz während und nach einem Kurzschluss zunehmend verändern. Dies wird zum einen verursacht durch den Einsatz anderer Generatortechnologien, zum anderen aber auch dadurch, dass, wie zuvor beschrieben, Erzeugerleistung nicht mehr an diskreten Punkten zentral und nahezu direkt in das Hoch- oder Höchstspannungsnetz einspeist.

Diese Veränderungen stellen neue Anforderungen an das Netz mit seinen Betriebsmitteln, aber auch und vor allem an bereits bestehende oder noch zu integrierende konven-

tionelle Kraftwerke. Es ist dabei zu beachten, dass bestehende konventionelle Kraftwerke bei ihrer Errichtung nicht für die nun zu erwartenden, veränderten Netzverhältnisse ausgelegt wurden. Es muss sichergestellt sein, dass die Voraussetzungen bezüglich der Kurzschlussleistung und dynamischen Verhältnisse, die bei Errichtung konventioneller Einheiten für ihre Dimensionierung und die Auslegung des Netzanschlusses zugrunde gelegt wurden, für Netzanschlusspunkte in der Nähe hoher WEA-Einspeisungen eingehalten werden können. Im Folgenden sollen die technischen Lösungen dargestellt werden, die es Windenergieanlagen ermöglichen, tiefe Spannungseinbrüche zu durchfahren und einen Beitrag zur Spannungsstützung im Netz zu leisten [2].

### 3.2.1 Durchfahren von Netzfehlern

Das Durchfahren des Spannungseinbruches ist die Grundvoraussetzung für das Speisen eines geregelten Blindstromes. Die Tiefe und Dauer der zu beherrschenden Spannungseinbrüche werden von dem Netzbetreiber, in dessen Verantwortungsbereich die Erzeugungsanlage angeschlossen werden soll, vorgegeben. Zu Beginn der historischen Entwicklung wurde an kleine Erzeugungsanlagen keinerlei Anforderungen bezüglich der Beherrschung von Netzfehlern gestellt. Dies hat sich mit der Zeit geändert. Im deutschen Netz gab es zunächst vier unterschiedliche Netzanschlussbedingungen, die vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht wurden. Im Jahr 2007 wurden diese Bedingungen dann unter Federführung des VDN (Verband der Netzbetreiber, inzwischen aufgegangen im BDEW) harmonisiert und ein gemeinsames, gesamtdeutsches Dokument, der Transmission Code 2007, wurde veröffentlicht [76]. In Zukunft wird die Veröffentlichung von europaweit harmonisierten Dokumenten, der sogenannten „network codes“ durch die ENTSO-E erwartet. Diese Dokumente bedürfen aber teilweise noch einer nationalen Umsetzung und Konkretisierung. Im 2007 veröffentlichten Dokumentes des VDN wurde, weitgehend unverändert, eine Grenzkurve für den Spannungsverlauf gezeigt, die aus den Netzanschlussregeln der E.ON Netz von 2003 [77] stammt (siehe Abbildung 3.11).

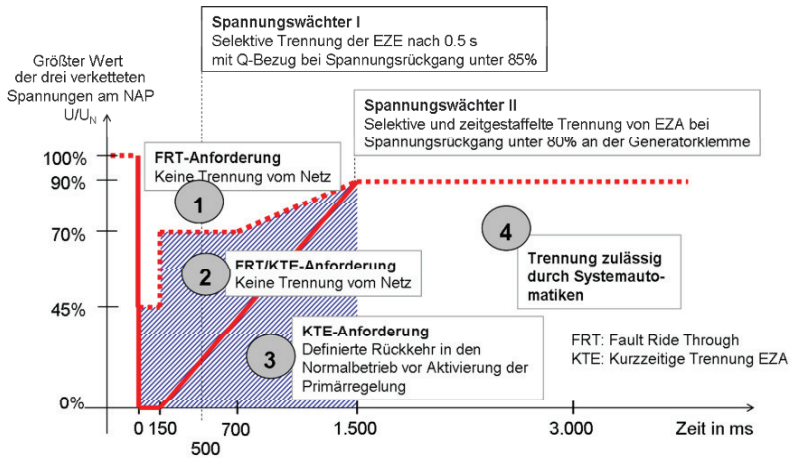


Abbildung 3.11: Grenzkurve des Spannungsverlaufs nach VDN [76]

Abbildung 3.11 zeigt die entsprechende Grenzlinie mit Angabe der zusätzlichen Informationen und Bedingungen. Der Spannungswächter I, häufig auch Q-U-Schutz genannt, trennt die Erzeugungsanlage bei einer Spannung von unter 85 % der Nennspannung und gleichzeitigem Bezug von Blindleistung aus dem Netz (induktives Verhalten) automatisch vom Netz. Damit soll eine Verlangsamung der Spannungswiederkehr durch den Blindleistungsbezug verhindert werden. Wie später noch bei den Anforderungen zur Spannungsstützung gezeigt wird, bedeutet der Blindleistungsbezug bei Unterspannung eine Fehlfunktion, da die Anforderungen des Netzbetreibers nicht erfüllt werden. Um die drohende Gefahr eines Abschaltens der Hilfsaggregate von konventionellen Kraftwerken, verursacht durch eine schleppende Spannungserholung, zu verhindern, wird die Windenergieanlage, beziehungsweise der Windpark, automatisch abgeschaltet. Dem Verlust von konventionellen Kraftwerken soll damit vorgebeugt werden.

Der Spannungswächter II beschreibt die Unterspannungsrelais des Netzbetreibers. Diese Relais werden nicht in der Windenergieanlage oder dem Windpark, sondern vom Netzbetreiber in der Netzschaltanlage eingesetzt und lösen entsprechend ihrer Parametrierung automatisch aus. Sie kommen nur bei einer (drohenden) Großstörung zum Einsatz.

Im Bereich 2 der Abbildung 3.11, unterhalb der gestrichelten Linie aber oberhalb der durchgezogenen Linie, ist den Erzeugungsanlagen eine kurzzeitige Trennung vom Netz

erlaubt, allerdings nur unter der Bedingung, dass der Generator sonst instabil würde. Die Erzeugungsanlage muss sich innerhalb von 2 Sekunden wieder synchronisieren und ihre Wirkleistung mit einem Gradienten von 10 % der Nennleistung pro Sekunde steigern.

Im Bereich 3, unterhalb der durchgezogenen Linie, ist eine Trennung vom Netz immer erlaubt. Dabei sind in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber auch Resynchronisationszeiten größer als 2 Sekunden und eine verlangsamte Steigerung der Wirkleistungsabgabe zulässig. Oberhalb von 90 % der Netznennspannung ist eine Trennung vom Netz nicht erlaubt.

Die geforderte Widerstandsfähigkeit gegen Spannungseinbrüche bis auf 0 % der Nennspannung für eine Zeit von bis zu 150 ms ergibt sich aus der Fehlerklärungszeit, die der Netzbetreiber erwartet. Deutsche Netzbetreiber gehen davon aus, dass dreipolige Kurzschlüsse im Übertragungsnetz nach spätestens 150 ms erkannt und abgeschaltet wurden. Für unsymmetrische Fehler wird von längeren Fehlerklärungszeiten ausgegangen.

Für symmetrische Fehler nehmen die US-amerikanischen Netzbetreiber in ihren 60-Hz-Systemen interessanterweise dieselben Zeiten an [78], wogegen der britische Netzbetreiber National Grid eine Fehlerklärungszeit von 140 ms angibt [79]. Sämtliche Anforderungen bezüglich der Widerstandsfähigkeit gegen Spannungseinbrüche sind speziell für neue, umrichter gespeiste Generatortechnologien, wie sie in Windkraftanlagen eingesetzt werden, definiert worden. Betrachtet man die zeitliche Entwicklung dieser Anforderungen lässt sich jedoch feststellen, dass sie sich den Regeln für konventionelle Generatoren immer weiter annähern [80].

Wie bereits beschrieben gibt es bei den Vollumrichteranlagen unterschiedliche Konzepte mit unterschiedlichen Generatoren von verschiedenen Herstellern. Allen gemeinsam ist der mindestens für die Generatorbemessungsleistung ausgelegte Vollumrichter, der die Maschine komplett vom Netz entkoppelt. Dadurch kann auch ein Spannungseinbruch im Netz nicht mehr direkt bis zur Maschine rückwirken. Zumindest bei Maschinen mit nicht beeinflussbarer Erregung wird der netzseitige Umrichter dazu genutzt, die Zwischenkreisspannung des Umrichters zu regeln. Bei einem tiefen Spannungseinbruch

kann nicht mehr so viel Energie an das Netz abgegeben werden wie die Maschine an den Umrichter speist. Der Strom der Maschine wirkt als Ladestrom auf den Gleichspannungszwischenkreis und folglich steigt die Zwischenkreisspannung bei einem tiefen Spannungseinbruch an. Um eine Abschaltung zu verhindern und auch den Zwischenkreis zu schützen, wird ein so genannter Chopper eingesetzt. Das ist ein zwischen den beiden Polen des Zwischenkreises liegender und über einen Halbleiterschalter steuerbarer Widerstand, der die überschüssige Energie in Wärme umsetzt. Beim Vollumrichter ist er für die gesamte Anlagenleistung ausgelegt. Mit dieser Technologie lässt sich für gewöhnlich der Spannungseinbruch beherrschen. Im Falle eines großen Phasensprungs kann es jedoch schon bei Spannungseinbrüchen im Bereich 2 in Abbildung 3.11 dazu kommen, dass der netzseitige Umrichter blockiert und damit die Einspeisung unterbrochen wird. Dieses Verhalten hängt von der Tiefe des Spannungseinbruchs, der Höhe des Phasensprungs und nicht zuletzt von der Geschwindigkeit der verwendeten Phase-Locked-Loop-Schaltung (PLL) ab. Um die Maschine zu schützen, wird in solchen Fällen die Pulsung des Umrichters ausgesetzt. Die Wiederaufnahme erfolgt, wenn die Bedingungen für die Blockierung nicht mehr erfüllt sind, jedoch ohne Zeitverzug. Dies ist spätestens nach Spannungswiederkehr der Fall. Dieses Verhalten ist, da es bei einem Spannungseinbruch unter 45 % Restspannung geschieht und eine unmittelbare Resynchronisation danach erfolgt, konform mit dem Transmission Code. Zu beachten ist dabei jedoch, dass bei Vollumrichteranlagen im Falle der Umrichterblockierung kurz nach Fehlereintritt kein Strom mehr ins Netz gespeist wird, was von Netzseite schon aus Gründen einer sicheren Schutzauslösung unerwünscht ist.

Trotz der grundsätzlichen Fähigkeit der doppeltgespeisten Asynchronmaschinen (DFIG), einen Fehler zu durchfahren, ist dies nicht unbedingt gleichzusetzen mit der Fähigkeit, über die gesamte Zeitdauer der reduzierten Spannung den vollen Blindstrom zu speisen. Um die Spannung im Zwischenkreis des Umrichters im Fehlerfall innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten, wird ebenfalls ein Chopper eingesetzt. Der Chopper wird beim Überschreiten einer bestimmten Zwischenkreisspannung über schnelle IGBT-Schalter eingeschaltet, um eine weitere Spannungssteigerung zu verhindern. Je nach Auslegung des Choppers und Tiefe des Spannungseinbruchs im Netz reicht diese Maßnahme jedoch nicht in jedem Fall aus, um den DFIG und den Umrichter zu schützen.

Doppeltgespeiste Asynchronmaschinen sind mit dem Ständer direkt an das Netz angeschlossen und dadurch vom Spannungseinbruch im Netz unmittelbar betroffen. Beim Einbruch der Spannung kann im Ständerstrom eine DC-Komponente entstehen, die auf der Läuferseite als Wechselstrom auftritt. Dieser Strom, insbesondere die erste Spitze, kann so groß werden, dass die Stromtragfähigkeit der Halbleiterventile des rotorseitigen Umrichters überschritten wird. Zum Schutz der Halbleiter werden diese dann geblockt und der Strom kommutiert über die antiparallel liegenden Freilaufdioden auf den Zwischenkreis. Dabei wirkt dieser Strom wie ein Ladestrom und kann die Zwischenkreisspannung so stark anheben, dass der zur Spannungsbegrenzung vorgesehene Chopper nicht mehr in der Lage ist, diesen Zustand zu beherrschen. Für solche Fälle wird auf der netzabgewandten Drehstromseite des Umrichters eine Kurzschlussbrücke, eine so genannte Crowbar, vorgehalten. Das sind Leistungswiderstände, die in der Regel über Thyristoren den Läufer nahezu kurzschließen. Die Maschine verliert dadurch ihre Regelbarkeit und über die Ständerseite kann kein Blindstrom mehr in das Netz abgegeben werden. Im Gegenteil, es wird sogar der induktive Magnetisierungsstrom aus dem Netz bezogen. Zu beachten ist jedoch, dass der netzseitige Umrichter weiterhin Blindstrom speisen kann, sofern, aufgrund eines sehr tiefen Spannungseinbruchs, dieser nicht blockiert wird. Der netzseitige Umrichter ist zumeist aber lediglich für circa 30 % des Nennstromes ausgelegt. Nach der Crowbarphase erfolgt eine Resynchronisation, auch wenn noch eine verringerte Spannung vorliegen sollte, und der geforderte Blindstrom wird in das Netz gespeist. Bei modernen doppeltgespeisten Asynchronmaschinen wurden jedoch Wege gefunden, die Regelbarkeit des Generators auch beim Überschreiten der Bemessungsströme des maschinenseitigen Umrichters zu erhalten. Dort führt ein hoher Rotorstrom zwar zur Blockierung des Umrichters, der Strom selbst kann aber, wie beschrieben, über die Freilaufdioden weiter fließen. Eine Notwendigkeit für die Trennung des Umrichters vom Rotor ist aufgrund der wesentlich höheren Strombelastbarkeit der Dioden nicht gegeben. Das Problem entsteht dadurch, dass der nicht unterbrochene Energiefluss vom Rotor zum Umrichter die Zwischenkreisspannung anhebt. Durch den Einsatz eines starken Choppers kann jedoch ein weiterer Anstieg der Spannung verhindert werden, so dass das Zünden der Crowbar nicht erfolgen muss. Praktische Erfahrungen zeigen, dass der Einsatz der Crowbar durch einen starken Chopper auf einige wenige Fälle begrenzt werden kann [81].



Ein doppeltgespeister Asynchrongenerator kann während des Betriebes vier Zustände, auch Modi genannt, durchfahren. Abbildung 3.12 zeigt die Halbleiterbrücke des rotorseitigen Umrichters mit dem Beginn der Rotorwicklung und der Crowbar. Modus 1 stellt den Normalbetrieb dar, die Halbleiter werden mit den Signalen der Pulsweitenmodulation angesteuert und prägen den geforderten Strom in den Rotorkreis ein.

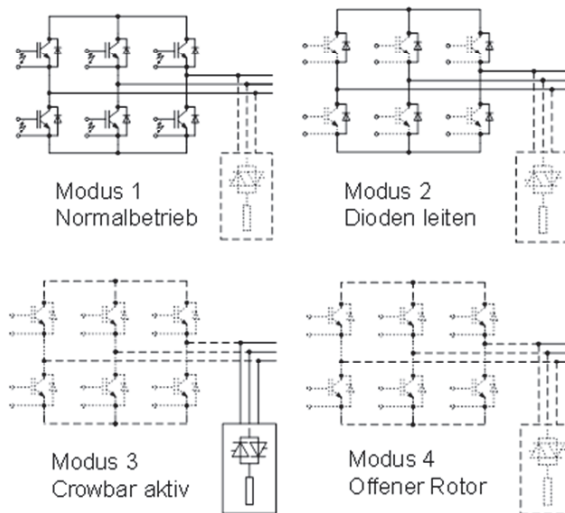


Abbildung 3.12: Betriebszustände des Rotorkreises einer DFIG während LVRT [82]

Wie bereits beschrieben kann bei tiefen Spannungseinbrüchen im Rotorkreis eine Stromspitze auftreten, die die Stromtragfähigkeit der IGBT übersteigt. In einem solchen Fall leiten die antiparallel liegenden Freilaufdioden, deren Strombelastbarkeit deutlich größer ist, und schützen dadurch die steuerbaren Halbleiter. Dieser Betriebszustand wird durch Modus 2 beschrieben. Dies ist auch der Zustand in dem die Zwischenkreisspannung sehr stark ansteigt. Übersteigt die Ladeleistung, die über die Freilaufdioden in den Zwischenkreis fließt, die Auslegung des Choppers und hebt damit die Zwischenkreisspannung über eine vorher definierte Grenze an, wird die Crowbar aktiv und schließt die Läuferwicklungen kurz. Dieser Zustand, der durch Modus 3 beschrieben wird, kann

60 ms bis 120 ms andauern. Da zur Zündung einer Crowbar meist Thyristorschalter eingesetzt werden, die erst im Stromnulldurchgang wieder in den sperrenden Zustand wechseln, ist der genaue Zeitpunkt, ab wann die Crowbar wieder komplett abgeschaltet ist, nur schwer vorhersagbar. Die Regelung des rotorseitigen Umrichters wartet eine ausreichend lange Zeit ab, nach deren Ablauf davon auszugehen ist, dass die Thyristoren der Crowbar erfolgreich gesperrt haben. Daher kann ein Zustand auftreten, in dem der Rotor offen ist, also weder durch die Crowbar kurzgeschlossen noch durch den rotorseitigen Umrichter angesteuert wird. Dieser Zustand wird durch Modus 4 beschrieben, der teilweise auch Leerlauf-Modus genannt wird. Nach Ablauf von Modus 4 wechselt die Maschine wieder in Modus 1 und der Normalbetrieb geht weiter.

### 3.2.2 Kurzschlussstrombeiträge

Die erste Generation Windenergieanlagen basierte auf normalen Asynchronmaschinen. Diese Maschinen waren überwiegend mit einem Generatorschutzschalter ausgerüstet, der bei Unterschreiten einer vorher definierten Grenzspannung, meist im Bereich von 80 % der Nennspannung, und Ablauf einer Verzögerungszeit den Generator vom Netz trennte. Der Generatorschutzschalter war dazu gedacht, die Erzeugermaschine zu schützen, verhinderte aber durch das Trennen der Maschine auch, dass diese bei Spannungswiederkehr induktiv wirkt und damit die Spannungswiederkehr im Netz behindert. Mit dem 1990 eingeführten Stromeinspeisungsgesetz (BGBl. I S. 2633) stieg die installierte Windenergieleistung in Deutschland sehr stark an. Damit entstand durch das oben beschriebene Verhalten die Gefahr, dass in unmittelbarer Folge eines Kurzschlusses die innerhalb des Spannungstrichters liegenden Windenergieanlagen abgeschaltet. Zusätzlich war bereits zu beobachten, dass die Windenergieanlagen, zumindest bei Starkwindzeiten, konventionelle Erzeugerleistung regional verdrängten. Damit ging Kurzschlussleistung verloren, da Windturbinen bis dato keinen Blindstrombeitrag lieferten. Um diesem Effekt entgegenzusteuern, wurde, neben der generellen Widerstandsfähigkeit gegen tiefe Spannungseinbrüche, auch die Forderung aufgestellt, dass Erzeuger einen von der Tiefe des Spannungseinbruches abhängigen Blindstrom während und unmittelbar nach dem Fehler zur Spannungsstützung in das Versorgungsnetz einspeisen müssen.

Dieser Blindstrom führt dazu, dass der Spannungstrichter begrenzt wird, wodurch im Idealfall WEA-Altanlagen am Abschalten aufgrund zu geringer Spannung gehindert werden.

Daher werden durch die Netzanschlussrichtlinien für das deutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz, dem so genannten Transmission Code, Windkraftanlagen im Fehlerfall verpflichtet zur Spannungsstützung beizutragen. Dies bedeutet, dass sie bei Spannungseinbrüchen übererregt betrieben werden müssen. Der Betrag des erforderlichen Blindstroms wird über eine statische Kennlinie (entspricht proportionalem Reglerverhalten) vorgegeben. Diese Kennlinie gilt für den Fall, dass die Spannung mehr als 10 % vom Nennwert abweicht. Die Windkraftanlagen sollen dann pro Prozent der Spannungsabweichung 2 % Blindstrom (bezogen auf den Nennstrom) einspeisen. Abbildung 3.13 zeigt die Kennlinie in graphischer Form. Diese Kennlinie weist die geforderte Mindeststatik von 2,0 p.u. auf. Innerhalb des Totbandes von 10 % um den Nennspannungswert (schraffierter Bereich) soll die Anlage keine Spannungsstützung betreiben. Die Anregelzeit des Generators, also die Zeit, die die Anlage braucht, um einen Blindstrom zu speisen, darf 20 ms ab Eintritt des Fehlers nicht übersteigen. Zusätzlich muss die Spannungsstützung nach Wiedereintritt in das Totband 500 ms aufrechterhalten werden. Dabei soll der Charakteristik weiter gefolgt werden, mit anderen Worten, bei einer gemessenen Spannung, die der Nennspannung entspricht, wird kein Blindstrom mehr eingespeist.

Der mindestens einzuspeisende Blindstrom entspricht betragsmäßig dem Bemessungsstrom und ist ab einem Spannungseinbruch auf 50 % der Nennspannung von der Windenergieanlage in das Netz zu speisen. Damit ist offensichtlich, dass der Generator im Fehlerfall seine Wirkleistung reduzieren muss, um die Vorgaben der Kennlinie erfüllen zu können, da ansonsten der Bemessungsstrom des Umrichtersystems (der selten für den doppelten Nennstrom ausgelegt ist) überschritten würde.

Mit diesen Maßnahmen wird das Verhalten der Windkraftgeneratoren während Spannungseinbrüchen in erheblicher Weise dem der großen Synchronmaschinen in den thermischen Kraftwerken angeglichen.

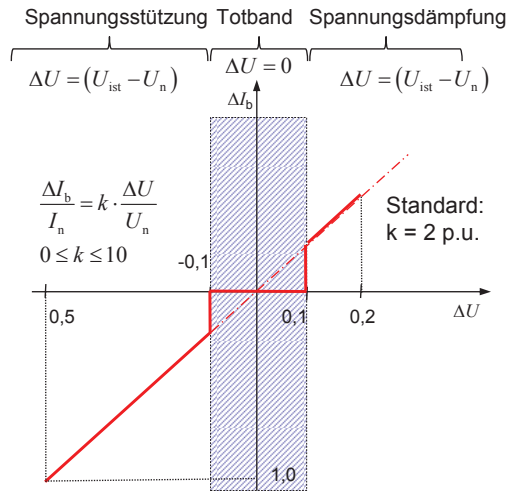


Abbildung 3.13: Blindstromkennlinie nach Transmission Code 2007

Die schon erwähnte Nachlaufzeit bei Wiedereintritt in das 10 %-Spannungstotband, die mit einer Aufrechterhaltung der Blindstromeinspeisung verbunden ist, kann zu einem Springen des eingespeisten Blindstromes nach Ablauf der 500 ms, im schlimmsten Fall um nahezu 20 % des Nennstromes führen. Diese Situation tritt auf, wenn die Spannung in das Totband hineinläuft, in den nächsten 500 ms das Totband nicht mehr verlässt, bei Ablauf der Zeit aber knapp unterhalb der 10 % Spannungsabweichung liegt. Die Spannungsstützung wird dann trotz der laufenden Einspeisung eines erheblichen Blindstromes direkt und hart abgeschaltet. Dies kann Auswirkungen auf die Spannung und indirekt auf andere Netzelemente, einschließlich Generatoren, haben. Weiterhin ist zu befürchten, dass das System durch dieses sprunghafte Verhalten zum Schwingen ange regt wird.

Etwas geändert wurde die oben gezeigte Kennlinie für den Bereich Windkraft durch die Einführung der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV, BGBl. 2009 I S. 1734). Damit sollte der zuvor erwähnten Gefahr eines sprunghaften Abschaltens der Blindstromstütze begegnet werden. Abbildung 3.14 zeigt die entsprechende Kennlinie, die den geforderten Blindstrom bis zum Erreichen des weiterhin vorhandenen 10 %-Totbandes auf null Prozent des Nennstromes zurückführt.

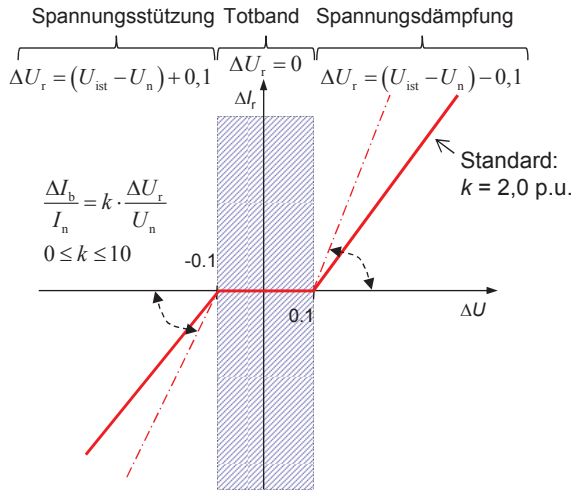


Abbildung 3.14: Blindstromkennlinie nach SDLWindV 2009

Erstmals wird auch ein veränderlicher Verstärkungsfaktor  $k$  gefordert. Dieser muss variierbar sein im Bereich von 0 bis 10 und wird mit dem zuständigen Netzbetreiber bei den Verhandlungen zum Netzanschlussvertrag abgestimmt. Als Regelfall wird weiterhin eine Verstärkung von 2 p.u. gefordert, und auch ein Totband von 10 % um die Nennspannung ist weiterhin vorgesehen. Der maximale Blindstrom, den die Anlage bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen einspeisen kann, muss mindestens so groß wie der Bemessungsstrom sein. In der Praxis wird der Blindstrom auf diesen Betrag, oder bestenfalls knapp darüber liegend, begrenzt. Bei einer maximal forderbaren Verstärkung von 10 p.u. bedeutet das, dass die Anlage schon unmittelbar bei Verlassen des Totbandes ihren maximalen Blindstrom speist. Die Anschwingzeit bei einer Sprungantwort wurde von 20 ms (Transmission Code 2007) auf 30 ms erhöht. Es hatte sich gezeigt, dass die vom Transmission Code geforderten 20 ms von den Anlagenherstellern nur sehr schwer zu erfüllen waren. Die SDLWindV fordert aber weitergehend noch eine Einschwingzeit von 60 ms, nach der der geforderte Blindstrom das Toleranzband (-10%, +20%) um den

Endwert nicht mehr verlassen darf. Der Blindstrom muss nach den Forderungen der SDLWindV folgende Werte annehmen:

$$\frac{\Delta I_b}{I_n} = \begin{cases} k \cdot \left( \frac{(U_{\text{ist}} - U_n)}{U_n} - 0,1 \right) & \text{für } \frac{(U_{\text{ist}} - U_n)}{U_n} \geq 0,1 \\ 0 & \text{für } -0,1 \leq \frac{(U_{\text{ist}} - U_n)}{U_n} \leq 0,1 \\ -k \cdot \left( \frac{(U_{\text{ist}} - U_n)}{U_n} + 0,1 \right) & \text{für } \frac{(U_{\text{ist}} - U_n)}{U_n} \leq -0,1 \end{cases} \quad (85)$$

Es zeigt sich jedoch, dass dieser letztgenannte Effekt nicht die gewünschte Wirkung aufweist: Zum einen ist die Blindstrombereitstellung der WEA meist auf den einfachen Bemessungsstrom begrenzt, zum anderen sind Windturbinen auf der Mittelspannungsebene angeschlossen, wobei aber die Maschine selber auf Niederspannung (meist 690 V) einspeist. Damit ist die Impedanz bis zum Höchstspannungsnetz durch in der Regel drei Transformatoren sehr groß. Der Blindstrom und damit der Effekt der Spannungsstützung im Übertragungsnetz verringern sich entsprechend. Die Blindstromstütze begrenzt jedoch den Spannungseinbruch im Mittelspannungsnetz und verhindert damit unter Umständen ein Abschalten von Altanlagen.

Abbildung 3.15 zeigt das Verhalten der doppeltgespeisten Asynchronmaschine bei einem tiefen Spannungseinbruch. Die unterschiedlichen Betriebszustände, die die Maschine bei einem solchen Ereignis durchläuft, können folgendermaßen beschrieben werden (die Nummerierung entspricht der in Abbildung 3.15):

1. Normalbetrieb
2. Eintritt des Spannungseinbruchs mit Aktivierung der Crowbar
3. Deaktivierung der Crowbar, offener Läuferkreis
4. Resynchronisierung
5. Spannungswiederkehr

Im ersten Zustand, im Normalbetrieb, speist die hier beispielhaft gezeigte Maschine Wirkleistung knapp unterhalb der Nennleistung und keine Blindleistung in das Netz. Wenn der Spannungseinbruch erfolgt, versucht der Chopper zunächst, den Anstieg der Zwischenkreisspannung zu begrenzen. Bei der Maschine im hier gezeigten Beispiel ist er jedoch nicht stark genug, so dass schließlich, wenn die Zwischenkreisspannung den Grenzwert von 1,1 p.u. (die Zwischenkreisspannung wird hier nicht gezeigt) erreicht, die Kurzschlussbrücke (Crowbar) aktiviert wird. Durch die Aktivierung der Crowbar wird die Maschine zu einem Kurzschlussläufer, und der Stator beginnt, die Erregerblindleistung aus dem Netz aufzunehmen. Gleichzeitig veranlasst die Regelung der Maschine jedoch, dass der netzseitige Umrichter maximale Blindleistung an das Netz abgibt, so dass die gesamte Maschine nach außen hin weiterhin ein (leicht) kapazitives Verhalten aufweist, die Spannung also weiter stützt. Wenn die Zwischenkreisspannung wieder weit genug abgesunken ist, wird die Crowbar wieder deaktiviert. Da es sich um eine thyristorgesteuerte Kurzschlussbrücke handelt, ist nicht genau vorhersagbar, wann die Ventile tatsächlich in den nichtleitenden Zustand übergegangen sind. Es folgt daher eine kurze Phase, in der der Rotor offen betrieben wird.

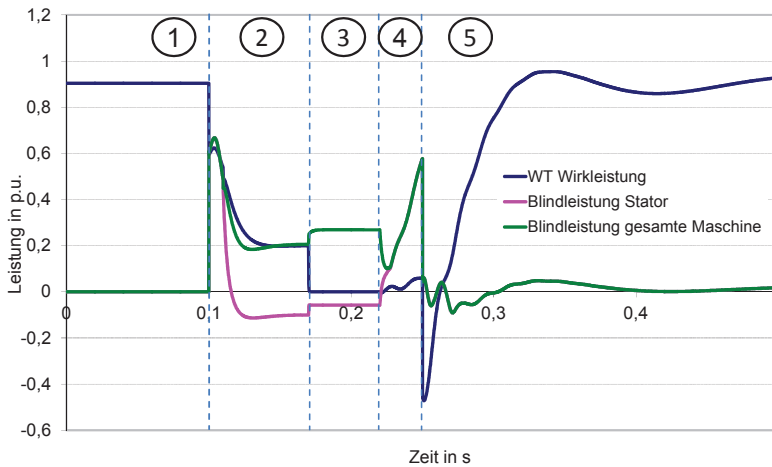


Abbildung 3.15: Verhalten der doppeltgespeisten Asynchronmaschine bei tiefen Spannungseinbrüchen (Darstellung im Erzeugerzählpfeilsystem)

Schließlich nimmt die Regelung wieder den Betrieb auf und synchronisiert die Maschine auf die stark verringerte Spannung während des Kurzschlusses. Die Blindleistung wird nun wieder durch die Maschine an das Netz abgegeben, was deutlich am Blindleistungsverhalten des Ständers zu erkennen ist. In diesem Betriebszustand ist die Maschine in der Lage, den von den Netzanschlussrichtlinien geforderten Blindstrom in das Netz zu speisen. Auch eine gewisse Wirkleistung, die jedoch aufgrund der Blindstrompriorität stark verringert ist, wird an das Netz abgegeben. Kurz darauf wird der Kurzschluss im Netz von den Schutzeinrichtungen abgeschaltet und die Spannung kehrt wieder. Während der Spannungswiederkehr wirkt wieder ein Stromstoß auf die Maschine, dieses Mal jedoch mit umgekehrtem Vorzeichen. Da dieser Stoßstrom nicht so stark ausgeprägt ist wie der beim Spannungseinbruch auftretende, ist der Chopper in der Lage, die Zwischenkreisspannung in den zulässigen Grenzen zu halten. Eine erneute Aktivierung der Crowbar ist daher nicht notwendig. Bei Spannungswiederkehr wird der Blindstrom proportional zur Spannung zurückgefahren und die Wirkleistungseinspeisung wieder aufgenommen.



Das gezeigte Beispiel repräsentiert das Kurzschlussverhalten einer modernen doppelt-gepeisten Asynchronmaschine. Bei Vollumrichteranlagen sieht insbesondere die Phase unmittelbar nach dem Kurzschluss anders aus. Da diese Maschinen komplett vom Netz entkoppelt sind, tritt kein Blindstromstoß auf. Dieser Blindstromstoß rührt aus der Entladung des Magnetfeldes, die bei vollumgerichteten Anlagen prinzipbedingt nicht auftreten kann. Dagegen ist aber bei Vollumrichteranlagen der Chopper so groß bemessen, dass er die komplette Leistung der Maschine aufnehmen kann. Die Maschine bleibt damit über den gesamten Zeitbereich des Kurzschlusses vollständig regelbar und kann den geforderten Blindstrom in das Netz speisen.



## **4 U/Q-Optimierung in Windparks**

### **4.1 U/Q-Optimierung in Offshore-Windparks**

#### **4.1.1 Problemstellung**

Offshore-Windparks haben nicht nur Anschlussleistungen bis hoch in den Bereich mittelgroßer konventioneller Kraftwerke, sie verfügen auch über weit ausgedehnte Mittelspannungsnetze. Die Betreiber dieser Windparks sind daran interessiert, die Verluste in diesen Mittelspannungsnetzen im Normalbetrieb möglichst gering zu halten, da der Übergabepunkt (und damit der Abrechnungspunkt) erst auf der Anschlussplattform zum Hochspannungsnetz liegt. Das bedeutet, dass die zur Verfügung stehenden Blindleistungsquellen, die bereits in Abschnitt 3.1.2 ausführlich beschrieben wurden, möglichst optimal eingesetzt werden müssen. Die Regelbarkeit der Blindleistungsquellen erstreckt sich dabei von „stufenlos regelbar“ (z.B. Windturbinen, STATCOM) bis hin zu einfachem Ein- oder Ausschalten, wie es beispielsweise bei Einsatz einer zweiten, parallelen Netzanbindung der Fall ist, auf die bei Schwachlast auch verzichtet werden kann.

#### **4.1.2 Adaptive Partikelschwarm-Optimierung**

Ein Windpark, der über verschiedene Elemente zur Blindleistungsbereitstellung verfügt, benötigt einen übergeordneten Regler, der deren Einsatz optimiert, regelt und überwacht. Für die Optimierungsaufgabe eines solchen Reglers kann beispielsweise der adaptive Partikelschwarm-Optimierungsalgorithmus eingesetzt werden. Dabei handelt es sich, wie der Name schon nahelegt, um einen populationsbasierten, stochastischen Suchalgorithmus. Er hat gegenüber vielen anderen Suchalgorithmen die Vorteile, dass ein Einstellen der Parameter nicht nötig ist, er sehr schnell konvergiert und die Wahrscheinlichkeit, dass er tatsächlich das globale Minimum findet, sehr hoch ist. Hinzu kommt, dass Partikelschwarm-Optimierung auch für die Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme verwendbar ist. Dies eröffnet im vorliegenden Beispiel die Möglichkeit, in ausgeprägten Schwachlastzuständen eines der beiden parallelen Kabel der Netzanbindung abzuschalten.

Die Partikelschwarm-Optimierung ist ein selbstlernender, stochastischer Optimierungsalgorithmus, der zuerst von Kennedy und Eberhardt eingeführt wurde [83], [84]. Partikelschwarm-Optimierung kann auf viele lineare, nichtlineare, gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme mit stetigen oder unstetigen Zielfunktionen und Begrenzungen angewendet werden. Es hat viele Vorteile gegenüber vergleichbaren Suchalgorithmen (unter Anderem schnelle Konvergenz) und ist bereits vergleichsweise früh für die Blindleistungsoptimierung (englisch: optimal reactive power dispatch, ORPD) eingesetzt worden. Es sind bereits mehrere Veröffentlichungen zur Anwendung von verschiedenen Partikelschwarmalgorithmen für die Blindleistungsoptimierung erschienen ([85]-[89]). Bei keiner bisher bekannten Veröffentlichung wurde jedoch der im Rahmen dieser Arbeit genutzte adaptive Partikelschwarmalgorithmus eingesetzt [90]. In der genannten Veröffentlichung wurde zum ersten Mal ein adaptiver Partikelschwarm-Optimierungsalgorithmus (APSO) eingesetzt, um den gesamten Blindleistungshaushalts eines Offshorewindparks inklusive der Drehstromnetzanbindung zu optimieren. Die Effektivität des Algorithmus ist demonstriert, und die Ergebnisse sind diskutiert worden. Der Algorithmus konvergiert sehr schnell und zuverlässig im globalen Minimum und empfiehlt sich dadurch für den Einsatz in einem echten Parkregler, der die Blindleistungsquellen während des Betriebes steuert.

Partikelschwarm-Optimierung gehört zu den so genannten evolutionären „intelligenten“ Algorithmen. Im Gegensatz zu anderen evolutionären Algorithmen basiert er nicht auf dem Prinzip, dass der Stärkere überlebt, sondern versucht soziales Verhalten, beispielsweise das von Fisch- oder Vogelschwärmen, nachzuempfinden. Partikelschwarm-Optimierung (PSO) beginnt einen Suchlauf mit der Generierung einer Anzahl von „Partikeln“. Jeder Partikel stellt eine mögliche Lösung der Suchfunktion dar. Eine Gruppe von Partikeln wird „Schwarm“ genannt. Jeder Partikel innerhalb eines Schwarms bewegt sich mit einer definierten Geschwindigkeit durch den Suchraum. Die Geschwindigkeit eines jeden Partikels wird dabei von seiner eigenen Erfahrung und der Erfahrung benachbarter Partikel bestimmt. Eine Lösung, die von bestimmten Bedingungen abhängig ist, wird zunächst als unabhängig betrachtet. Ungültige Lösungen, also Lösungen, die die aufgestellten Bedingungen verletzen, werden aber mit einer sehr starken Kostenfunktion belastet.

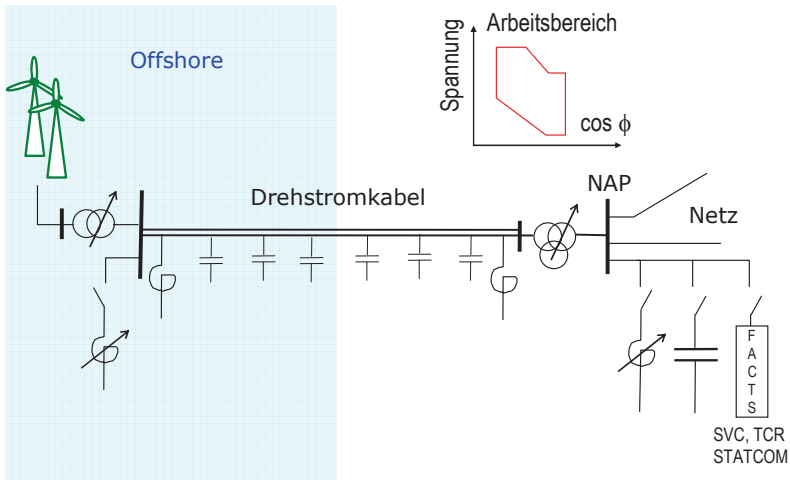


Abbildung 4.1: Blindleistungsquellen in einem Windpark mit Drehstromnetzanbindung

In Abbildung 4.1 sind die Möglichkeiten zur Blindstrombereitstellung in einem Offshorewindpark mit Drehstromnetzanbindung noch einmal übersichtlich dargestellt. Als mögliche Quellen stehen zur Verfügung:

- Windturbinen (stetig regelbar)
- Stufensteller (diskret regelbar)
- Kompensationsspulen (diskret regelbar)
- FACTS (stetig regelbar)
- Abschalten eines parallelen Kabels (diskret)

Alle diese Quellen können dazu genutzt werden, einen Blindleistungsarbeitspunkt, der innerhalb einer gegebenen Kennlinie liegen muss (vgl. Skizze am Netzanschlusspunkt in Abbildung 4.1), zu erreichen und dabei gleichzeitig die Verluste zu minimieren.

### 4.1.3 Definition der Optimierungsaufgabe

Die Optimierung der Blindleistungsbereitstellung muss in zwei unterschiedliche Bereiche unterteilt werden: während der Planungsphase eines Windparkprojektes geht es darum, die Art und Dimensionierung der nötigen Blindleistungsquellen zu identifizieren, die vorhanden sein müssen, um die geforderten Betriebspunkte sicher anfahren zu können. Während des Betriebes nach Fertigstellung des Windparks kann der Algorithmus dann, wie bereits beschrieben, in einem übergeordneten Parkregler zum Einsatz kommen, um Optimierungen im laufenden Betrieb zu ermöglichen. Die Zielfunktion ist immer die Minimierung der Verluste. Mathematisch ausgedrückt bedeutet dies:

$$\min P_V(t_{Tr,k}, Q_{SVC}, n_{Kabel}, Q_{WT}) \quad (86)$$

$Q_{WT}$  bezeichnet dabei die Blindleistungsbereitstellung durch die Windturbinen,  $n_{Kabel}$  die Anzahl der parallelen Kabel der Netzanbindung,  $Q_{SVC}$  die Blindleistungsbereitstellung durch SVC (Static Var Compensator), STATCOM oder ähnliche Betriebsmittel und  $t_{Tr,k}$  die Stellung des Trafo-Stufenschalters des k-ten Transformators. Alle diese Variablen sind wiederum Grenzen unterworfen. Als erster vorgegebener Wert ist die Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) zu beachten. Der Netzbetreiber akzeptiert keine größeren Abweichungen der Spannung vom Sollwert, so dass für den Optimierungsalgorithmus gilt:

$$U_{NAP} = U_{soll} = const. \quad (87)$$

Diese Bedingung gibt als einzige einen festen Sollwert vor. Die Blindleistung jeder Windturbine, hier abgekürzt als  $Q_{WT,i}$  lässt sich in gewissen Bereichen (die teilweise auch von der Wirkleistung abhängig sind, was hier aber nicht berücksichtigt wurde) verstellen, ist jedoch durch einen maximalen und einen minimalen Wert begrenzt:

$$Q_{WT,min} \leq Q_{WT,i} \leq Q_{WT,max} \quad (88)$$

Da alle Windturbinen baugleich sind, kann für alle Turbinen derselbe maximale und minimale Grenzwert der Blindleistungsbereitstellung angenommen werden.

An jeder Sammelschiene sind gewisse Spannungsgrenzen einzuhalten, die durch die verwendeten Betriebsmittel vorgegeben werden. Werden diese Grenzen nicht beachtet,

wird der Optimierungsalgorithmus versuchen, die Spannung so hoch wie möglich zu treiben. Dadurch werden (bei gegebener Leistung) die Ströme und damit direkt die Verluste minimiert. Es gilt aber:

$$U_{\min,i} \leq U_i \leq U_{\max,i} \quad (89)$$

Auch der Stufenschalter verfügt nur über eine begrenzte Anzahl von möglichen Stufen, die ebenfalls berücksichtigt werden müssen:

$$t_{\text{Tr},k}^{\min} \leq t_{\text{Tr},k} \leq t_{\text{Tr},k}^{\max} \quad (90)$$

Um Beschädigungen an Betriebsmitteln, höheren Verschleiß oder Betrieb nahe an den Stabilitätsgrenzen vorzubeugen, sind die thermisch maximal zulässigen Ströme einzuhalten:

$$I \leq I_{\max} \quad (91)$$

Schließlich sind auch noch die betrieblichen Grenzen von zusätzlich installierten Blindleistungsquellen zu beachten:

$$Q_{\text{SVC},\min,i} \leq Q_{\text{SVC},i} \leq Q_{\text{SVC},\max,i} \quad (92)$$

Windparkbetreiber sind daran interessiert, notwendige Blindleistungsquellen am Netzanschlusspunkt zu installieren, da die dort eingespeiste Blindleistung keine Wirkleistungsverluste im Windpark mehr verursacht. Auf der anderen Seite müssen jedoch diese zusätzlichen Blindleistungsquellen zusätzlich bezahlt werden, während im Windpark Windturbinen und andere Blindleistungsquellen bereits zur Verfügung stehen. Es müssen daher die verringerten Verluste bei Installation am Netzanschlusspunkt zusammen mit den zusätzlichen Investitionskosten den während des gesamten Betriebes erhöhten Verlusten bei Blindleistungsbereitstellung durch die Windturbinen gegenübergestellt werden.

#### 4.1.4 Simulation und Auswertung

Im Rahmen der zugrundeliegenden Veröffentlichungen ([90], [91]) und dieser Arbeit ist vom Autor zum ersten Mal ein adaptiver Partikelschwarmalgorithmus, wie er am Lehrstuhl entwickelt worden ist, zur Lastflussoptimierung in einem Windpark eingesetzt

worden. Im Folgenden werden einige Ergebnisse von Beispielrechnungen zur Blindleistungsoptimierung mit dem adaptiven Partikelschwarmalgorithmus gezeigt. Dazu wurde ein beispielhafter Hochseewindpark mit 80 Windturbinen, die jeweils eine Nennleistung von 5 MW aufweisen, im Simulationsprogramm aufgebaut. Der Windpark ist über zwei parallele Kabel mit einer Nennspannung von 155 kV an das Netz angebunden. Jedes der Kabel ist 144 km lang, wobei es sich um 94 km Seekabel und 50 km Landkabel handelt. Obwohl diese lange Strecke nicht die optimale Lösung in Bezug auf Investitions- und zu erwartende Betriebskosten darstellt, hat sich der Projektentwickler trotzdem für die Ausführung als Drehstromanbindung entschieden. Die Windturbinen haben eine Nennspannung von 0,95 kV, verfügen jedoch zusätzlich über einen Maschinentransformator, der einen Anschluss an das 30-kV-Mittelspannungsnetz ermöglicht. Auf beiden Seiten des Anschlusskabels befinden sich Transformatoren. Auf der Seeseite wird die 30-kV-Verteilnetzspannung des Windparks auf die 155 kV der Übertragungsstrecke angehoben. Am Netzanschlusspunkt wird diese Spannung wiederum auf die 380 kV des Übertragungsnetzes erhöht, um einen direkten Anschluss an das Höchstspannungsnetz zu ermöglichen. Beide Transformatoren, sowohl der Mittel- zu Hochspannung- als auch der Hoch- zu Höchstspannungstransformator, sind mit Stufenschaltern ausgestattet. Diese Stufenschalter sind mit in die Optimierung einbezogen worden. Der Aufbau des Windparks und seines Netzes entsprach Abbildung 4.1. Um die Effektivität der Kabelabschaltung zu demonstrieren, ist der Windpark als Mindestlast mit 10 % seiner Nennleistung (entspricht 40 MW) gefahren worden. Das Windparknetz besteht in Summe aus 195 Knoten, 89 Einzelleitungen, 4 Spulen, drei Dreiwicklungstransformatoren und 80 doppeltgespeisten Asynchronmaschinen mit ihren Zweiwicklungstransformatoren. Die 89 Einzelleitungen lassen sich dabei weiter unterteilen in 4 155-kV-Kabel (da ein Kabel jeweils aus einem Stück Seekabel und einem Stück Landkabel besteht) und 85 Mittelspannungskabel. Alle diese Elemente sind in den Optimierungsalgorithmus mit einbezogen worden, jedoch ist aus Gründen der Vereinfachung der Blindleistungssollwert für alle Windturbinen gleich gesetzt worden. Während ausgeprägter Schwachlastsituationen ist ein Kabel der Netzanbindung ausreichend, um die erzeugte Leistung an Land zu bringen. Das zweite Kabel kann dann abgeschaltet werden, um die Leerlaufverluste zu vermeiden.



Wie bereits zuvor erläutert ist adaptive Partikelschwarm-Optimierung verwendet worden um den optimalen Arbeitspunkt, also den Arbeitspunkt mit den geringsten Wirkleistungsverlusten im Windparknetz (gesamtes Netz bis zum Verknüpfungspunkt auf 380 kV), zu finden. Da der Windpark nicht in Deutschland errichtet wird, finden die deutschen Regelungen zu Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt keine Anwendung.

Abbildung 4.2 bis Abbildung 4.6 zeigen die Verluste, die Blindleistung der Windturbinen, die Stufenschalterstellungen der beiden Transformatoren und den Entscheidungsverlauf über Ein- oder Ausschalten des zweiten, parallelen Kabels der Netzanbindung für den Fall einer Wirkleistungseinspeisung von 40 MW (entspricht 10 % der Nennlast) des Windparks. Tabelle 4.1 zeigt dagegen die Ergebnisse, also die minimalen Verluste und die Sollwerte für die einzelnen Betriebsmittel für jeden durchgerechneten Lastfall. Abbildung 4.2 zeigt den Verlauf der Verluste über den Fortgang der Iteration. Die geringsten Verluste für den gezeigten Fall (10 % der Nennlast) betragen 1,615 MW. Dieses Ergebnis wird nach 1500 Iterationsschritten erreicht, was auf dem verwendeten PC mit Pentium4-Prozessor (3,4 GHz) eine Rechenzeit von 3,36 s in Anspruch nahm. Diese Werte unterstreichen die schnelle Konvergenz des verwendeten Algorithmus. Abbildung 4.2 zeigt den besten Wert, der zum jeweils aktuellen Iterationsschritt gefunden worden ist, als durchgezogene Linie, wogegen das Ergebnis des Iterationsschrittes als pinkfarbenes Rechteck dargestellt wird. Befindet sich das Ergebnis des aktuellen Iterationsschrittes unterhalb der durchgezogenen Linie, kam es bei der Ermittlung des entsprechenden Ergebnisses zu einer Grenzwertverletzung und das Resultat ist verworfen worden. Abbildung 4.3 zeigt den Sollwert für die Blindleistungsbereitstellung einer einzelnen Windturbine, die jedoch exemplarisch für alle Windturbinen steht (alle Windturbinen erhalten denselben Sollwert). Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5 zeigen die Stufenschalterstellungen für die beiden Transformatoren. Der Optimierungsalgorithmus ist bestrebt, die Spannung über der Netzanbindung möglichst hoch zu halten, ohne die Spannungsgrenzen des Kabels und am Netzanschlusspunkt zu verletzen. Durch die hohe Spannung werden der Strom und damit die Verluste reduziert. Bei geringer Auslastung des Windparks (und damit der Übertragungsstrecke) kann es zusätzlich günstig sein, ein zweites paralleles Kabel der Netzanbindung abzuschalten. Dies zeigt Abbildung 4.6 für den hier ausgewählten Schwachlastfall sehr deutlich.

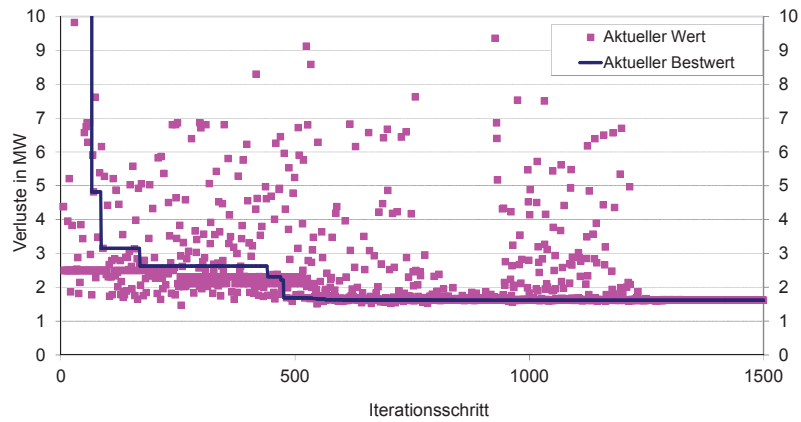


Abbildung 4.2: Ergebnisse der Iteration für die Verlustoptimierung

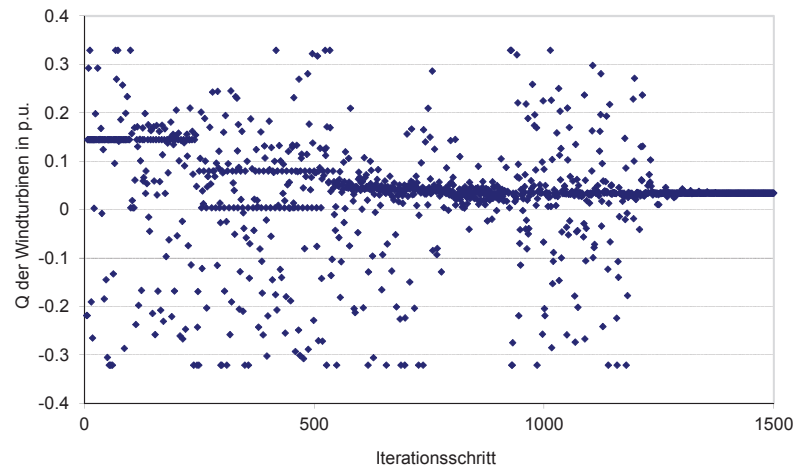


Abbildung 4.3: Q-Sollwerte für die WT im Verlauf der Iteration

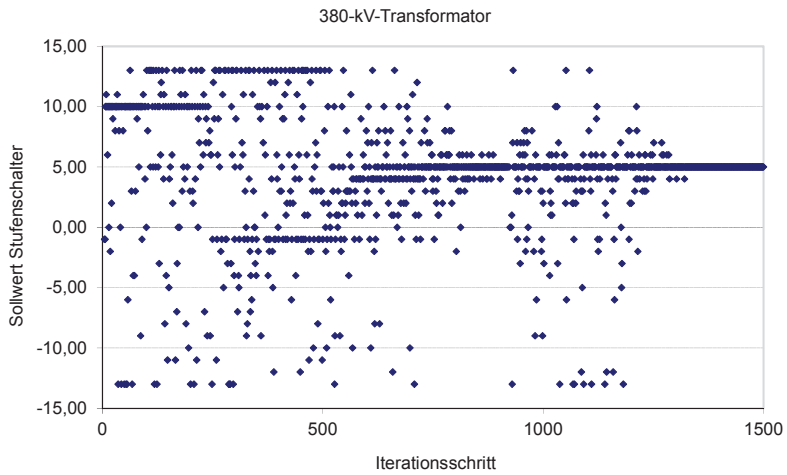


Abbildung 4.4: Verlauf der Sollwerte für den 380-kV-Stufenschalter

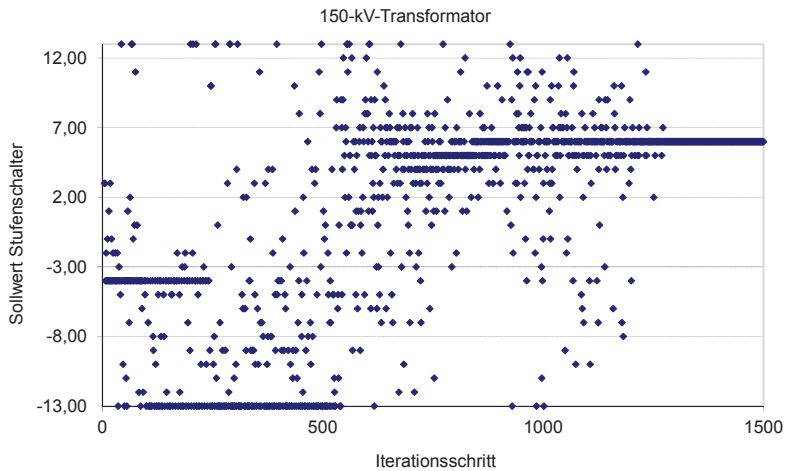


Abbildung 4.5: Verlauf der Sollwerte für den 150 kV-Stufenschalter

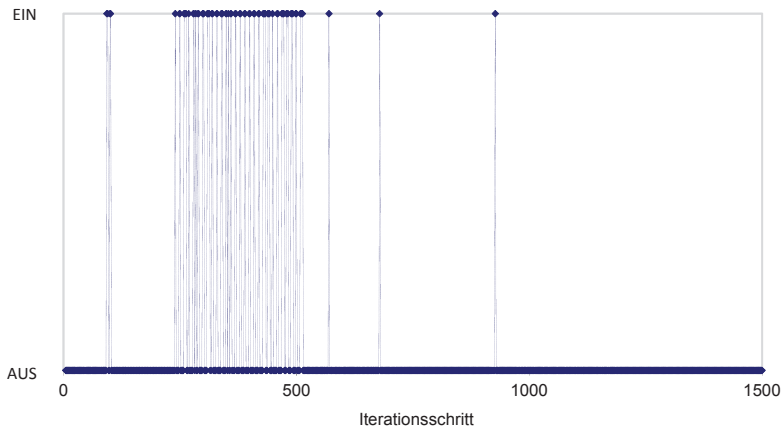


Abbildung 4.6: Verlauf der Entscheidung über Ein- oder Ausschalten des parallelen Kabels

$P_{WT}/MW$ (% von $P_N$ )	$P_V/MW$	$Q_{WT}/MVar$	Trafo-Stufenschalter		Status Kabel 2
			(36/150 kV)	(150/380 kV)	
40 (10%)	1,615	0,18	6	5	AUS
80 (20%)	2,826	0,145	12	0	AUS
160 (40%)	5,686	0,282	3	1	EIN
240 (60%)	10,176	0,065	4	1	EIN
320 (80%)	16,488	-0,103	5	0	EIN
400 (100%)	24,656	-0,392	6	-1	EIN

Tabelle 4.1: Wirkverluste und optimale Parameter für unterschiedliche Lastfälle

Im Fall, dass jede der 80 Windturbinen einen eigenen, unabhängigen Sollwert für die Blindleistung erhält und auch die beiden Stufensteller der 150-kV-Transformatoren einen eigenen, unabhängigen Sollwert erhalten, steigt die Komplexität des Problems und damit die Größe des Suchraums stark an. Im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Versuche zeigten, dass im Fall des größeren Suchraumes 4 Millionen Iterationen nötig sind, um ein Ergebnis zu erhalten, dass nahe (auf die dritte Nachkommastelle genau) an dem oben genannten Ergebnis nach 1500 Iterationen liegt.

Zusätzlich zu dem gezeigten Optimierungsziel der Verlustminimierung sind andere Optimierungsziele ebenfalls möglich. In weitergehenden Untersuchungen sind mehrere Varianten mit unterschiedlichen Optimierungszielen durchgerechnet worden. Der Blindleistungsaustausch mit dem übergeordneten Netz wird in den Netzanschlussrichtlinien beziehungsweise dem Netzanschlussvertrag häufig auf einen definierten Wert festgelegt (siehe zum Beispiel [76]). Hier ist für den Wert Null, also keinerlei Austausch von Blindleistung mit dem Höchstspannungsnetz, angenommen worden. Die einzelnen Szenarien waren:

1. Blindleistungsbereitstellung nur durch den Windpark

In diesem Szenario wurde die Blindleistung, die zur Kompensation der Betriebsmittel notwendig ist, nur durch den Windpark bereitgestellt. Es gab keine zusätzlichen Kompensationsmittel am Netzanschlusspunkt. Die notwendigen Drosselspulen am Kabel der Netzanbindung wurden für diese Fahrweise ausgelegt. Um eine Vergleichbarkeit aller Szenarien untereinander zu gewährleisten, wurden die Drosselspulen für die übrigen Szenarien nicht mehr verändert.

2. Keine Bereitstellung von Blindleistung durch den Windpark

In diesem Fall wird die Blindleistung, die zur Kompensation sämtlicher Betriebsmittel notwendig ist, alleine aus dem übergeordneten Netz bezogen. Neben diesem Bezug aus dem übergeordneten Netz ist die Bereitstellung der Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt auch durch den Einsatz durch STATCOM, SVC oder TCR (Thyristor Controlled Reactor) möglich. Der Blindleistungssollwert der Windturbinen ist während der Berechnungen zu diesem Szenario zu Null gesetzt worden.

3. Blindleistungsbereitstellung sowohl durch den Windpark als auch durch den Netzanschlusspunkt

Dieses Szenario entspricht dem schon zuvor beschriebenen Szenario der optimalen Verteilung der Blindleistungsquellen mit dem Ziel der Verlustminimierung im Windpark. In der Praxis kann dieses Szenario genutzt werden, um eine optimale Auslegung der Blindleistungsquellen am Netzanschlusspunkt zu gewährleisten, da die installierte Blindleistung vor jedem Optimierungsdurchlauf festgelegt werden kann.

Abbildung 4.7 zeigt die Verluste im Windpark. Bei niedriger Auslastung des Windparks können die Verluste bei Installation der Blindleistungsquellen um 1 % (bezogen auf die aktuelle Einspeiseleistung) verringert werden. Bei höheren Leistungen ab etwa 80 % Auslastung des Windparks, fällt die Verlustreduktion kaum noch lohnenswert aus. Abbildung 4.8 und Abbildung 4.9 zeigen dagegen die notwendige Blindleistungsbereitstellung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) beziehungsweise im Windpark. Es ist zu sehen, dass während Schwachlastzuständen induktiver Blindstrom benötigt wird, um die Kabelkapazitäten zu kompensieren. Mit größer werdender Belastung nimmt diese Notwendigkeit ab. Die Spitzen in den Kurven rühren von unterschiedlichen Schaltstellungen der Stufenschalter. Diese wechseln von einem Belastungsfall zum nächsten. Unterhalb einer Auslastung von 30 % ist nur ein Kabel für die Anbindung des Windparks erforderlich (siehe vorherige Ausführungen).

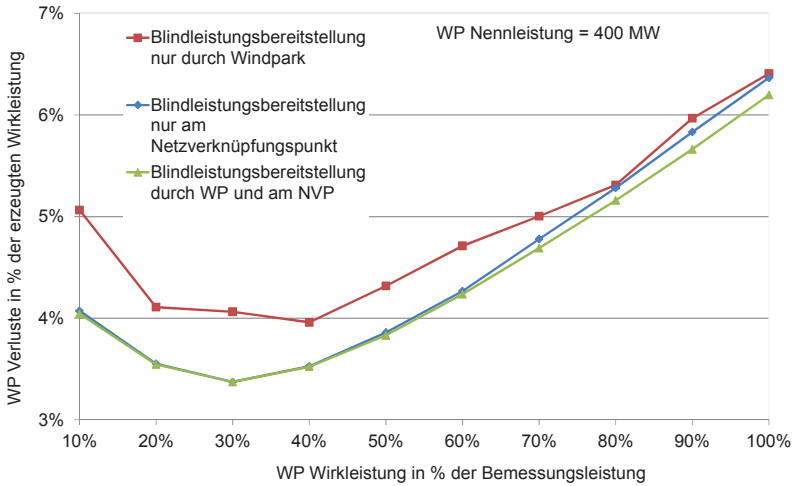


Abbildung 4.7: Wirkverluste im Windpark bezogen auf die Leistung

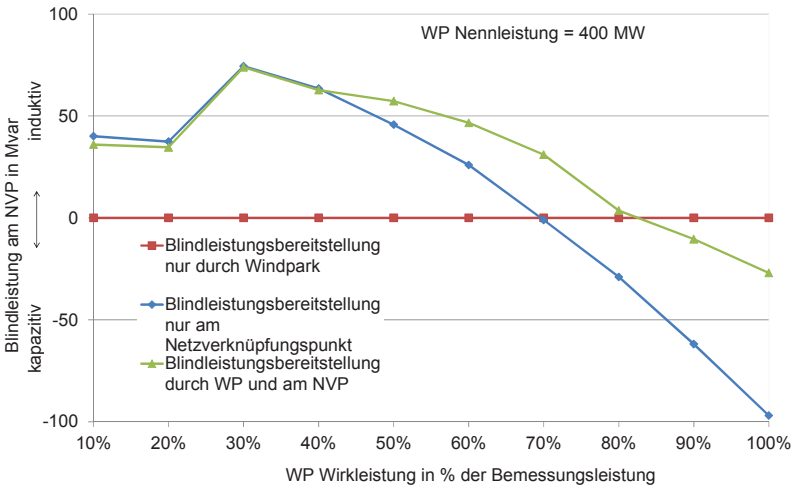


Abbildung 4.8: Notwendige Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt

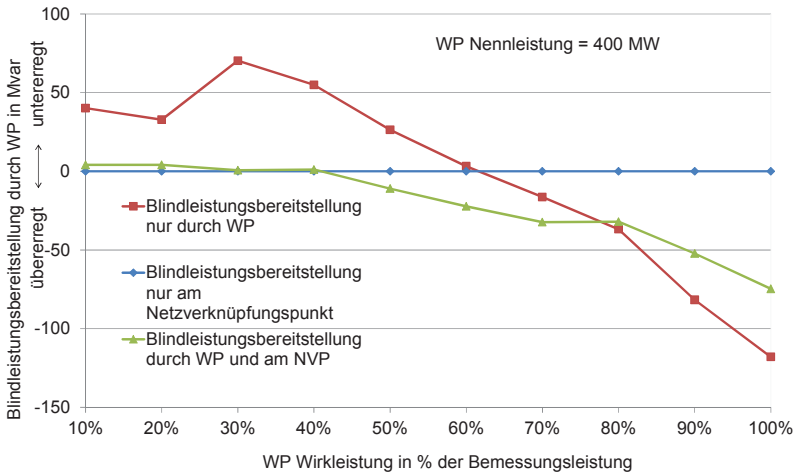


Abbildung 4.9: Notwendige Blindleistungsbereitstellung durch den Windpark

## 4.2 U/Q-Regelung im Mittelspannungsnetz mit Windeinspeisung

### 4.2.1 Einleitung

Neben dem zunehmenden Einsatz von Windenergieanlagen in großen Windparks auf hoher See ist in den kommenden Jahren auch damit zu rechnen, dass mehr und mehr alte, leistungsschwache Anlagen, die in der Vergangenheit an Land aufgestellt worden sind, durch neue, leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden. Diese Entwicklung wird gemeinhin Repowering genannt. Zusätzlich zu diesem Ersetzen alter Anlagen werden auch weiterhin neue Anlagen in bestehende Mittelspannungsnetze an Land integriert werden, soweit dies technisch möglich ist. Die Installation von Windturbinen an Land ist deutlich kostengünstiger zu realisieren, nicht nur, weil die Anlagen als solche günstiger eingekauft werden können (da die Anforderungen an ihre Beständigkeit gegen Umwelteinflüsse wie zum Beispiel Salznebel deutlich niedriger anzusetzen sind), sondern weil auch die Kosten für die Fundamente und die Netzanbindung deutlich geringer sind.



Viele der Windparks an Land sind von lokalen Investoren finanziert und von der installierten Leistung kleiner als die geplanten Hochseewindparks. Einzelne Windenergieanlagen und kleine Gruppen von Turbinen müssen in ein bestehendes Mittelspannungsnetz integriert werden, dass bei seiner Planung und Auslegung nicht für die Integration von Erzeugerleistung vorgesehen war. Bisher waren klassische Mittelspannungsnetze, die nicht ohne Grund auch synonym als Verteilernetze bezeichnet werden, dafür ausgelegt, die elektrische Energie von diskreten Einspeisepunkten, meist den Verknüpfungen mit den überlagerten Spannungsebenen, zu den einzelnen Verbrauchern zu verteilen. Es gab vor dem Ausbau der dezentralen Erzeuger der letzten 20 Jahre nur sehr wenige und vereinzelt vorkommende Erzeuger im Mittelspannungsnetz. Dies hat sich mit dem zunehmenden Ausbau der Windenergie und, in den Jahren der nahen Vergangenheit, der Photovoltaik und Biogasanlagen vor allem in ländlichen Gegenden nahezu umgekehrt. Es werden dadurch immer mehr Erzeuger in ein Netz eingebunden, das bei seiner Planung nicht für diese Aufgabe ausgelegt worden ist. Im stationären Zustand kann dies zu überhöhten oder zu niedrigen Spannungen auf den angeschlossenen Sticheleitungen führen. Daher sieht die sogenannte Mittelspannungsrichtlinie [92], die 2008 vom Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) veröffentlicht wurde, vor, dass sich Erzeuger auf der Mittelspannungsebene an der Spannungshaltung beteiligen können müssen. Von dieser Möglichkeit wird bisher nur sehr begrenzt Gebrauch gemacht. Die eingesetzten Transformatoren in Mittelspannungsnetzen sind häufig mit Stufenschaltern ausgerüstet, die von einem automatischen Spannungsregler (engl.: AVR, Automated Voltage Regulator) angesteuert werden. Auch die Windturbinen wären mit einer Spannungsregelung, im einfachsten Fall eine Vorgabe einer  $Q(P)$ - oder  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie, ausgestattet. Viele Netzbetreiber sind aber besorgt, dass beide Spannungsregler gegeneinander arbeiten könnten und es zu einem unnötig häufigen Schalten des Stufenschalters käme, weswegen sie meist von den direkten Spannungsregelungen ( $Q(U)$ -Regelung) in den verteilten Erzeugern keinen Gebrauch machen. Durch unnötiges Schalten entstehen dem Netzbetreiber Kosten, da es die Instandhaltungs- und Wartungsintervalle der Stufenschalter verkürzt.

#### 4.2.2 Auslegung der Szenarien

Im Rahmen dieser Arbeit sind daher Untersuchungen an einem typischen Mittelspannungsnetz durchgeführt worden, um den Effekt unterschiedlicher Regelungsstrategien der Windturbinen auf die Verluste, das Spannungsprofil und die Häufigkeit der Stufenschalterschaltungen zu untersuchen. Damit die Untersuchungsergebnisse verallgemeinert werden können, sind typische Tageslastkurven und Windgeschwindigkeitszeitreihen eingesetzt worden. Die Simulationen wurden an einem typischen 20-kV-Mittelspannungsnetz über einen Zeitraum von einem Tag, unterteilt in Viertelstundenschritten, durchgeführt. Das Netz (vgl. Abbildung 4.10) verfügt über drei Stickleitungen, bei denen die Windturbinen jeweils am Anfang, in der Mitte und am Ende angeschlossen sind, um auch die unterschiedliche räumliche Verteilung nach Möglichkeit abzubilden.

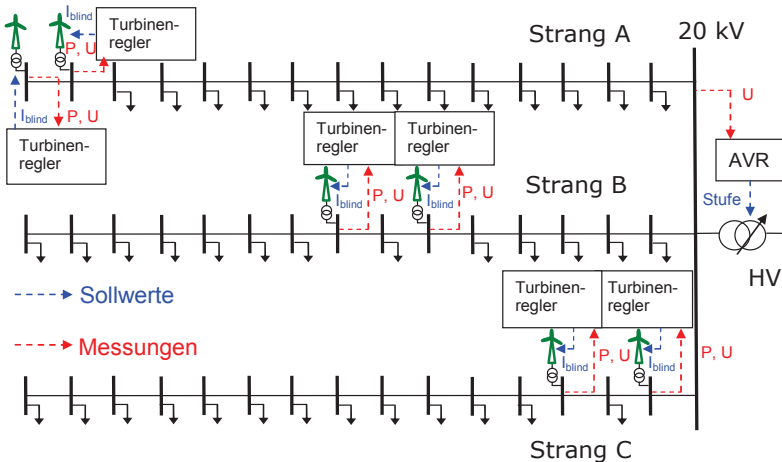


Abbildung 4.10: Typisches Mittelspannungsnetz für die Untersuchungen zur U/Q-Regelung

Das gewählte Netz soll ein Verteilnetz im ländlichen Bereich darstellen, da gerade hier vergleichsweise viele Windenergieanlagen verteilt direkt in das öffentliche Netz einspeisen. Das Netz besteht aus einem Abspanntransformator mit einer Bemessungscheinleistung von 20 MVA, der die Verbindung zwischen dem Verteilnetz mit 20-kV-Nennspannung und dem Hochspannungsnetz mit 110 kV herstellt. Von der zentralen Sammelschiene direkt auf der Unterspannungsseite des Transformators gehen drei Stränge ab, die über jeweils 15 Knoten verfügen. Von diesen 15 Knoten wiederum verfügen zwei über Einspeisungen aus Windturbinen mit jeweils 1,5 MW. Das entspricht in etwa der durchschnittlichen Nennleistung einer Windturbine in ländlichen Gegenden. Im Strang A liegen die Windturbinen am entfernten Ende der Stichleitung (betrachtet von der zentralen Sammelschiene), in Strang B liegen sie fast in der Mitte des Stranges und in Strang C in unmittelbarer Nähe der Sammelschiene. Der automatische Spannungsregler, der den Stufenschalter am Abspanntransformator ansteuert, regelt auf die Spannung an der Unterspannungsseite des Transformators, also auf die zentrale Sammelschiene. Seine Sollspannung war während der Simulationen auf 20,6 kV eingestellt. Dieser Sollwert des Spannungsreglers ist vor Einfügen der Windturbinen durch einen Leerlaufversuch ermittelt worden. Ohne Einspeisung aus verteilter Erzeugung und gleichzeitigem maximalen Verbrauch sollte die Spannung am Ende aller Stränge innerhalb des zulässigen Bereiches von  $\pm 10\%$  um die Sollspannung von 20 kV liegen. Dazu war ein Sollwert des Spannungsreglers an der Einspeisung von 20,6 kV erforderlich, der dann für alle Simulationen beibehalten wurde. Die Lasten, die an jedem Knoten, an dem keine Windenergie einspeist, angeschlossen sind, haben eine maximale Leistung von 0,4 MW und verhalten sich leicht induktiv (je maximal 0,1 MVar). Die Leistung ist über einen Tag variiert worden, wobei ein typisches Tageslastgangprofil des VDEW als Grundlage herangezogen wurde. Der VDEW stellte unterschiedliche Profile für reine Haushaltslasten, industriell-gewerbliche Verbraucher und landwirtschaftliche Betriebe zur Verfügung [93]. Aus diesen Tageslastkurven sind im Rahmen dieser Arbeit künstliche Lastprofile hergeleitet worden, um die typische Verteilung dieser Verbraucher im ländlichen Bereich abzubilden. Es wurde dabei angenommen, dass in ländlichen Gegenden Landwirtschaftsbetriebe 60 % der Lasten ausmachen, Haushalte 30 % und Gewerbebetriebe 10 %. Die induktive Blindleistung ist aus der damit ermittelten Wirkleistung

über einen konstanten  $\cos \varphi$  von 0,95 induktiv ermittelt worden. Abbildung 4.11 zeigt die genutzten Lastprofile im Verlauf über den gesamten Tag.

Die Abgabewirkleistung von Windturbinen wird in jedem Zeitpunkt von der aktuell verfügbaren Windgeschwindigkeit bestimmt. Windturbinen werden bis jetzt in Deutschland im Regelfall nicht angedrosselt betrieben, sondern sämtliche verfügbare Energie wird direkt gewandelt und eingespeist. Um dieses Verhalten nachzubilden, sind zur Ermittlung der aktuell verfügbaren Windenergieleistungen in den Simulationen künstlich erzeugte, repräsentative Windgeschwindigkeitsreihen genutzt worden. Dabei wurde jeweils eine Kurve generiert zur Repräsentation hoher Windgeschwindigkeiten, mittlerer Windgeschwindigkeiten und geringer Windgeschwindigkeiten (vgl. Abbildung 4.12). Zusätzlich wurde ein Szenario ohne jede Windenergieeinspeisung berechnet.

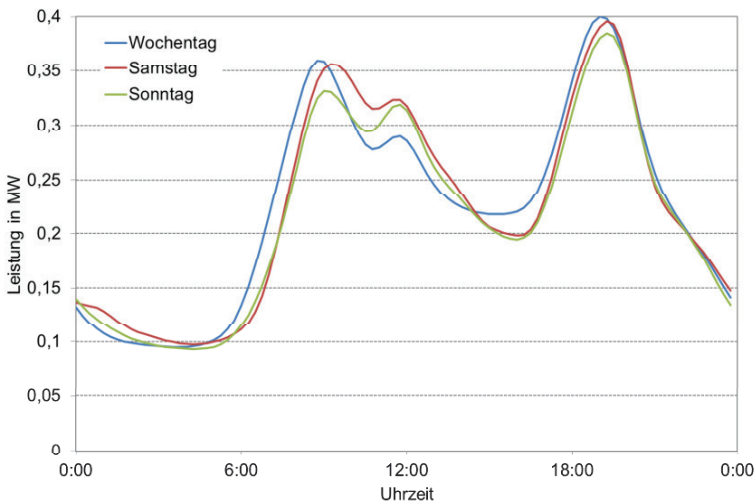


Abbildung 4.11: Genutzte repräsentative Lastprofile

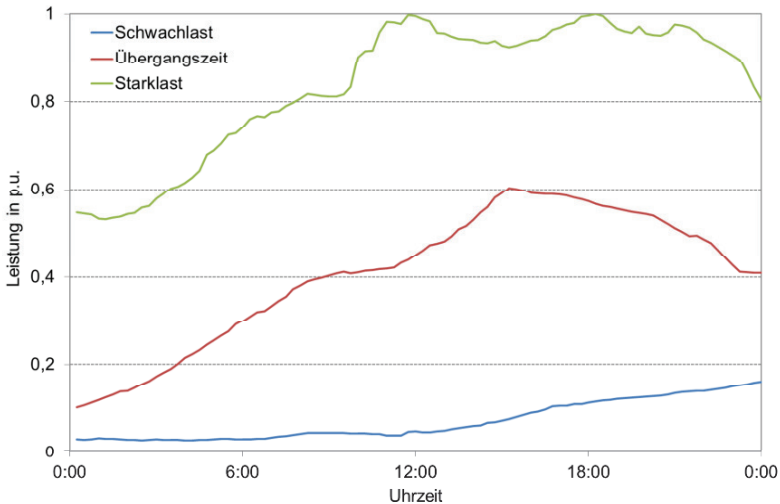


Abbildung 4.12: Leistungskurven der Windturbinen

#### 4.2.3 Blindleistungsbereitstellung durch die Windturbinen

Die Windturbinen sind, was die Blindleistungsbereitstellung betrifft, in unterschiedlichen Betriebsweisen gefahren worden. Die Betriebsweisen waren:

- Keine Blindleistungsbereitstellung ( $\cos \varphi = 1$ )
- $\cos \varphi = 0,95$  übererregt
- $\cos \varphi = 0,95$  untererregt
- Blindleistungsbereitstellung abhängig von der Spannung

Die letzte Methode kann als Spannungsregelung bezeichnet werden, da hier die Blindleistungsbereitstellung von einer gemessenen Spannung abhängt, die wiederum aber durch die zur Verfügung gestellte Blindleistung beeinflusst wird. Abbildung 4.13 zeigt die Kennlinie der Spannungsregelung als Prinzipskizze. Die Statik der Blindleistungskennlinie kann variiert werden, um sie den tatsächlichen, lokalen Bedürfnissen anzupassen.

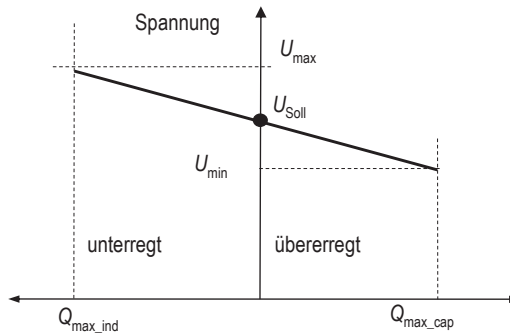


Abbildung 4.13: Spannungs-/Blindleistungskennlinie

Der Blindleistungssollwert, der sich aus der Kennlinie in Abbildung 4.13 ergibt, wird an den Referenzeingang in Abbildung 4.14 weitergeleitet (vergleiche Ausführungen in Kapitel 2.1 folgende). Der Spannungssollwert  $U_{\text{soll}}$  kann für jede Windturbine, je nachdem, an welcher Stelle sie im Netz angeschlossen ist, angepasst werden. In den Berechnungen zu den hier vorgestellten Untersuchungen ist der Spannungssollwert jedoch für alle Windturbinen einheitlich auf 20 kV beziehungsweise 20,6 kV festgelegt worden. Damit sollte der Fall nachgebildet werden, dass der Spannungssollwert nicht speziell für die Windturbinen vorgegeben beziehungsweise nachträglich verstellt wird. Diese Annahme diene dazu, Vorbehalte gegen die automatische Spannungsregelung auf Netzbetreiberseite abzubauen.

Für den Fall eines Spannungseinbruchs im Netz ist die Windturbine mit einem schnellen, lokalen Spannungsregler ausgestattet, der bei tiefen Spannungseinbrüchen große Blindströme zur Abgabe an das Netz vorgibt, um die Netzspannung zu stützen. Dieser schnelle Spannungsregler ist mit einem Totband von  $\pm 10 \% U_n$  ausgestattet, so dass er im Normalbetrieb nicht aktiv wird. In Abbildung 4.14 wird dieser schnelle Spannungsregler durch den untersten Reglerzweig repräsentiert. Die Blindleistungsvorgabe anhand des aktuellen Spannungswertes kann als zweite (sekundäre) Spannungsregelung betrachtet werden. Zusätzlich zum schon erwähnten Totband sollten beide Spannungsregler mit deutlich unterschiedlichen Zeitkonstanten betrieben werden, um eine gegenseitige Beeinflussung zu verhindern.

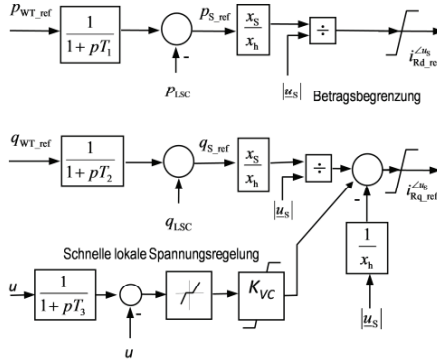


Abbildung 4.14: Windturbinenregelung mit schneller lokaler Spannungsregelung

Die Verstärkung des sekundären Spannungsreglers kann in allgemeiner Form beschrieben werden als:

$$K_{\text{Spreg}} = \frac{\Delta Q}{\Delta U} = \frac{Q_{\text{max\_kap}} - Q_{\text{max\_ind}}}{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}} \quad (93)$$

$Q_{\text{max\_kap}}$  und  $Q_{\text{max\_ind}}$  sind die übererregten und untererregten Blindleistungsgrenzen der Windturbinen,  $U_{\text{max}}$  und  $U_{\text{min}}$  die Spannungsgrenzen für den Normalbetrieb. Gleichung (93) ergibt die Blindleistungskennlinie aus Abbildung 4.13. Bei Einsetzen des üblichen Blindleistungsregelungsbereichs von 33 % der Bemessungsleistung, der einem Verschiebungsfaktor von 0,95 induktiv bis 0,95 kapazitiv entspricht, und einem Spannungsband von  $\pm 10 \% U_n$  ergibt sich nach Gl. (93) eine Verstärkung von 3,3 p.u. Einige Windturbinenmodelle bieten bei reduzierter Wirkleistungseinspeisung nur eine verringerte Blindleistungsbereitstellung. Im Rahmen dieser Untersuchungen ist die Kennlinie aus Abbildung 3.10 genutzt worden. Das bedeutet, dass bei einer Wirkleistungsabgabe von unter 50 %  $P_n$  die Bereitstellung von induktiver Blindleistung nur noch eingeschränkt möglich war.

#### 4.2.4 Untersuchungsergebnisse

Jedes der im Folgenden dargestellten Szenarien repräsentiert einen ganzen Tag. Dafür wurden Lastflussberechnungen mit einer Schrittweite von 15 Minuten durchgeführt, also 96 Lastflussberechnungen für jedes Szenario. Insgesamt betrug die Anzahl der gerechneten Szenarien neun. Um eine solche Menge an Daten zu handhaben, wurden die Ergebnisse automatisch zusammengefasst und statistisch ausgewertet.

Wie Abbildung 4.11 zeigt sind die Unterschiede zwischen geringer Last (Sonntag), mittlerer Last (Samstag) und hoher Last (an normalen Werktagen) nur gering ausgeprägt. Zur Vereinfachung sind die Ergebnisse in der Auswertung hier daher über die drei unterschiedlichen Lastgänge gemittelt worden. Abbildung 4.15 zeigt, dass die Spannungen an den letzten Knoten für alle Regelungsfälle in den vorgegebenen Grenzen von  $\pm 5\%$  um die Nennspannung bleiben. Damit bleibt für die unterlagerte Niederspannungsebene, die mit der Mittelspannung starr (kein Stufensteller am Abspanntransformator) verknüpft ist, weitere  $\pm 5\%$ . Dies gilt sogar für den Fall, dass die Windturbinen übererregt betrieben werden, bei dem am ehesten eine Verletzung des Spannungsbandes nach oben zu erwarten ist. Der Hauptgrund für die ausbleibende Verletzung des Toleranzbandes liegt darin, dass alle angeschlossenen Lasten ein induktives Verhalten aufweisen. Zusätzlich sind die Lasten gleichmäßig über die Leitungen verteilt, so dass auch lokale Spannungsüberhöhungen vermieden werden.



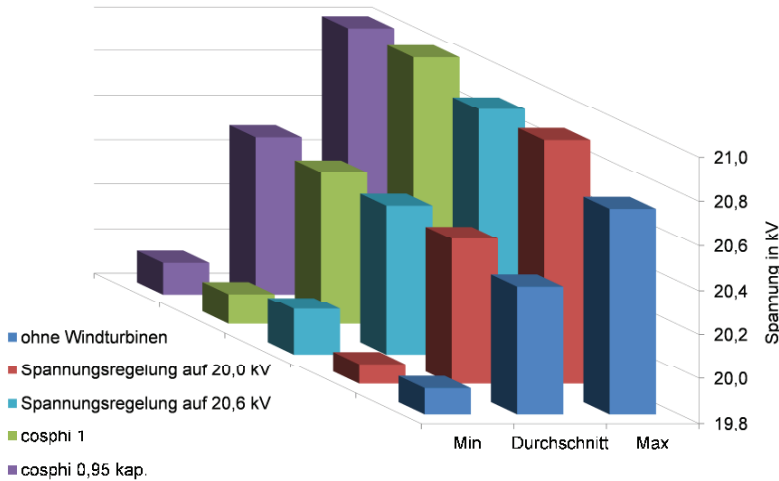


Abbildung 4.15: Minimale, maximale und Durchschnittsspannung am letzten Knoten der Leitung bei unterschiedlichen Regelungsstrategien

Es zeigt sich ebenfalls, dass die minimalen Spannungen nur leicht unterhalb der Nennspannung von 20 kV liegen. Wenn man den Fall von keiner Windenergieeinspeisung mit dem Fall der Einspeisung und gleichzeitiger Nutzung von aktiver Spannungsregelung vergleicht, wird deutlich, dass die Spannungsregelung der Windturbinen auf 20,0 kV zu durchschnittlich leicht geringeren Spannungen als bei einem Betrieb mit keiner Blindleistungsbereitstellung führt. Bei einer aktiven Spannungsregelung durch die Windturbinen auf 20,6 kV bildet sich sowohl im Mittel als auch bei den Minimal- und Maximalwerten ein leicht höheres Niveau aus. Betrachtet man jedoch die Spannungsverteilung über dem Strang, wird ein wesentlicher Unterschied deutlich: in einem passiven Netz ohne Windenergieeinspeisung fällt die Spannung kontinuierlich von der Einspeisung bis zum Ende des Stranges. Wird jedoch aktive Spannungsregelung genutzt, entscheidet die Positionierung der Windturbinen am Strang, wie das Spannungsprofil aussieht. Abbildung 4.16 und Abbildung 4.17 zeigen, dass die Windturbinen in Strang A, die am Ende des Kabels angeschlossen sind, die Spannung dort anheben. Dagegen haben die Windturbinen an Strang C am Anfang des Kabels kaum Möglichkei-

ten, die Spannung über der Leitung zu beeinflussen. Entsprechend ist hier das Spannungsprofil nahezu stetig fallend.

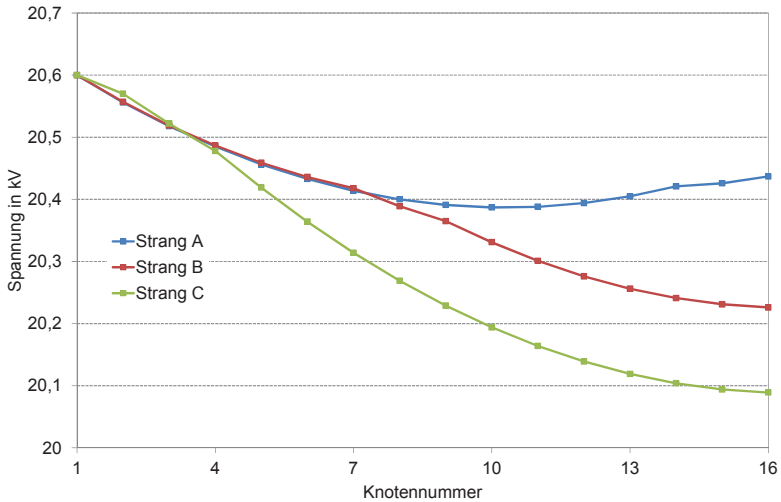


Abbildung 4.16: Spannung über den Leitungen bei hoher Last (19:00h) bei aktiver Spannungsregelung durch die Windturbinen auf 20,0 kV(starker Wind)

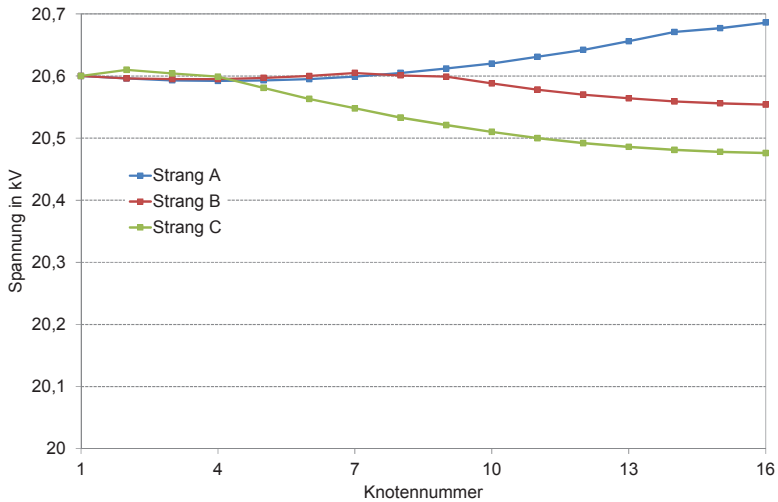


Abbildung 4.17: Spannung über den Leitungen bei schwacher Last (23:45h) bei aktiver Spannungsregelung durch die Windturbinen auf 20,0 kV (starker Wind)

Es zeigt sich, dass sich im letzteren Fall im Mittel höhere Spannungen, die auch zum Ende der Leitung A ansteigen, ausbilden. Dies ist ein deutliches Zeichen für einen umgedrehten Leistungsfluss, mit anderen Worten, die Leistung, die die Windturbinen einspeisen, ist größer als die Leistung, die an die Leitung angeschlossenen Lasten aufnehmen. Das unterlagerte Mittelspannungsnetz gibt in diesem Zustand Leistung an das Hochspannungsnetz ab. Die Windturbinen sind aufgrund des X/R-Verhältnisses der Mittelspannungsleitung trotz eines  $\cos \varphi$  von 0,95 untererregt nicht in der Lage, im Schwachlastzustand die Spannungsanhebung des Wirkstromes durch eine entsprechende Blindstromeinspeisung vollständig zu kompensieren.

Die Wirkstromeinspeisung der Windturbinen in Strang A sorgt dafür, dass die Spannungen auch bei starker Belastung (vergleiche Abbildung 4.16) und Spannungsregelung auf 20,0 kV zum Ende der Leitung (also dort, wo die Windturbinen angeschlossen sind) wieder steigen. Bei einer Sollspannung von 20,6 kV fällt dieser Anstieg jedoch noch stärker aus, da die Spannungsregelung bestrebt ist, die Spannung bis auf 20,6 kV anzuheben. Dieses Ziel wird auch erreicht (vergleiche Abbildung 4.18).

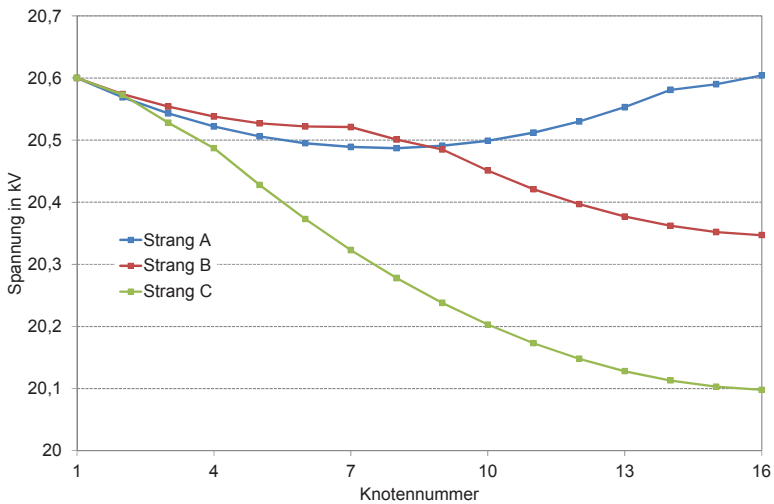


Abbildung 4.18: Spannung über den Leitungen bei hoher Last (19:00h) bei aktiver Spannungsregelung durch die Windturbinen auf 20,6 kV(starker Wind)

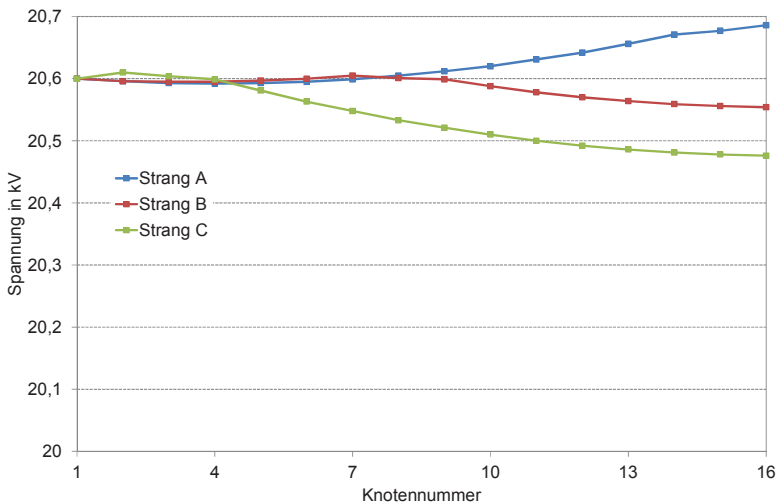


Abbildung 4.19: Spannung über den Leitungen bei schwacher Last (23:45h) bei aktiver Spannungsregelung durch die Windturbinen auf 20,6 kV (starker Wind)

In Strang B hat die Spannungsregelung der Windturbinen keine Auswirkung auf den Stufensteller. Hier zeigt sich bei Betrachtung der Situation ohne Windenergieeinspeisung, dass sich die Spannungen an Knoten 6 und 8 in etwa bei denselben Werten befinden wie während der Situation mit Windenergieeinspeisung. In Strang C sorgt die große Kurzschlussleistung der Netzeinspeisung dafür, dass die Regelungsart der Windturbinen kaum Auswirkungen auf das Spannungsniveaus an ihren Anschlussklemmen hat. Hier ist der Spannungsregler des Abspanntransformators dominierend. Diese Windturbinen können aufgrund ihrer Nähe zum übergeordneten Netz dafür genutzt werden, Blindleistung für die nächsthöhere Spannungsebene zur Verfügung zu stellen. Das kann in der Praxis realisiert werden, indem die in elektrisch unmittelbarer Nähe des Umspannwerkes gelegenen Windparks eine Spannungsregelung mit Vorgabe des Sollwertes per Fernwirkanlage erhalten. Damit hätte der Netzbetreiber die Möglichkeit, den Sollwert der Windturbinen ohne großen Aufwand und zeitliche Verzögerung anzupassen und damit gezielt Blindleistung zur Verfügung zu stellen.

Wenn die Windturbinen fest auf einen Wert von  $\cos \varphi$  von 1,0 oder 0,95 übererregt eingestellt werden, steigen die durchschnittlichen Spannungen im Windparknetz. Sie bleiben jedoch weiterhin im zulässigen Toleranzband von  $\pm 10\%$  um die Nennspannung.

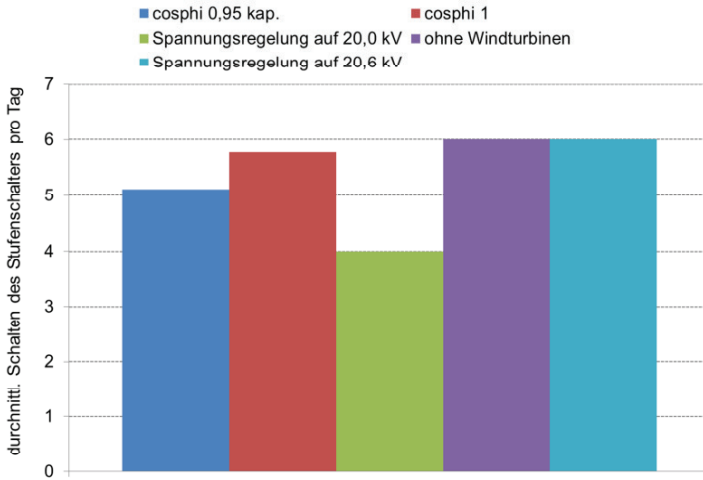


Abbildung 4.20: Durchschnittliches Schalten des Stufenschalters

Um einen Überblick über die Spannungsschwankungen an den letzten drei Knoten der Leitungen zu erhalten, sind die Ergebnisse der Simulationen genutzt worden, um die Standardabweichung der Spannungen gemäß Gleichung (94) zu bestimmen. Der zugehörigen Erwartungswert ergibt sich nach Gleichung (95). Abbildung 4.21 zeigt die Ergebnisse in grafischer Auswertung.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (94)$$

$$E(X) = \sum_{i \in I} x_i p_i \quad (95)$$

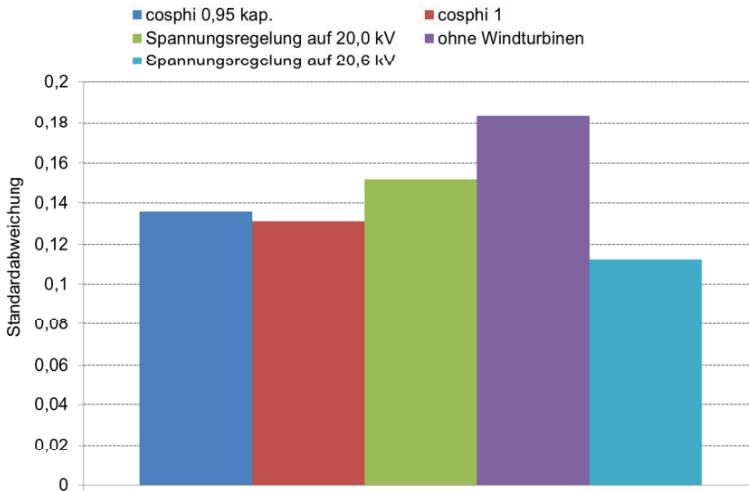


Abbildung 4.21: Standardabweichung der Spannung an den letzten drei Knoten

Die Spannungsschwankungen sind am größten, wenn keine verteilte Erzeugung im Netz vorhanden ist (vergleiche den violetten Balken in Abbildung 4.21). In einem solchen Fall nehmen die Spannungen vom Anfang zum Ende der Leitung hin monoton ab. Für den Fall, dass die Windturbinen mit einem Leistungsfaktor von 1 oder leicht übererregt ( $\cos \varphi = 0,95$ ) betrieben werden, werden die Spannungsabweichungen an den Leitungsenden minimiert. Bei aktiver Spannungsregelung durch die Windturbinen weichen die Spannungen etwas mehr ab vom Mittelwert. Die Spannungsabweichung der letzten drei Knoten wird am geringsten, wenn die Spannungsregelung der Windturbinen einen Sollwert von 20,6 kV erhält.

Eine Betrachtung der Aktivität des Stufenstellers am Mittelspannungstransformator zeigt (siehe Abbildung 4.22), dass die direkte Spannungsregelung der Windturbinen auf 20,0 kV zu einer verringerten Aktivität führt. Wie eingangs bereits dargestellt, herrschen bei vielen Netzbetreibern Vorbehalte gegen den Einsatz von aktiver Spannungsregelung in Windturbinen vor, da eine vermehrte Aktivität der Stufenschalter an den Mittelspannungstransformatoren befürchtet wird. Jeder Schaltvorgang verursacht Abnutzung und Verschleiß an den Kontakten des Schalters, so dass durch unnötiges Schalten die Instandhaltungskosten in die Höhe getrieben werden. Ein Betrieb der Windturbinen ohne

Einspeisung von Blindleistung hat nur geringen Einfluss auf die Aktivität des Stufenstellers. Dies mag in diesem speziellen Fall auch durch die homogene Verteilung der Lasten verursacht sein, die lokale Spannungserhöhungen nahezu ausschließt. Wie Abbildung 4.20 nahelegt, entlastet ein übererregter Betrieb der Windturbinen den Stufenwechsler, da das durchschnittliche Schalten pro Tag um circa einen Schaltvorgang zurückgeht. Die besten Ergebnisse werden jedoch beim Einsatz der aktiven Spannungsregelung erreicht. Dabei ist die Blindleistungsbereitstellung nur durch die entsprechende Kennlinie der Windturbinen begrenzt.

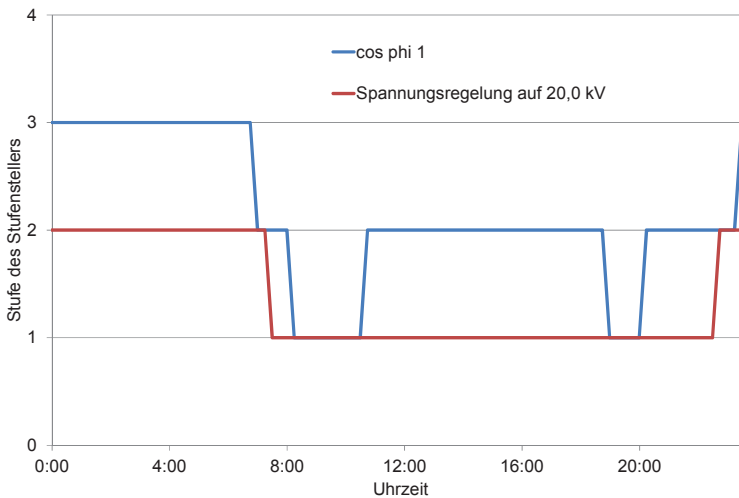


Abbildung 4.22: Stufenschalterstellungen werktags mit Starkwind bei unterschiedlichen Regelungsstrategien

Die Darstellung in Abbildung 4.22 zeigt, dass die aktive Spannungsregelung in der Lage ist, die Spannungen an der 20 kV-Sammelschiene in engen Grenzen zu halten. Wenn die Windturbinen ihre Blindleistungsbereitstellung nicht dem aktuellen Netzbedarf anpassen, wird das Verhalten des Stufenschalters hauptsächlich von der Lastganglinie bestimmt. Das resultiert in einem vermehrten Schalten des Stufenschalters, um die Spannung an der Sammelschiene in den vorgegebenen Grenzen zu halten.



#### 4.2.5 Schlussfolgerung

Aus den gewonnenen Ergebnissen lässt sich die Empfehlung ableiten, dass die Windturbinen mit einer aktiven Spannungsregelung betrieben werden sollten. Dabei konnten bei keiner der hier untersuchten Regelungsstrategien ein erheblich kontraproduktives Verhalten festgestellt werden. Eine Spannungsregelung auf 20,0 kV zeigt bei den hier untersuchten Verhältnissen eine Verringerung der Schalthandlungen des Stufenschalters. Eine Spannungssollwert von 20,6 kV erweist sich dagegen als geeignet, sollen die Spannungsabweichungen an den letzten drei Knoten minimiert werden. Auf die Spannungsverteilung in Strang A hat die Spannungsregelungsstrategie dagegen nur geringen Einfluss verglichen mit der Situation ohne Spannungsregelung.

Abbildung 4.23 verdeutlicht noch einmal, dass verteilte Erzeugung zu einer deutlichen Verringerung der Verluste im Netz beiträgt. Einsparungen von bis zu 40 % der Verluste sind im gerechneten Beispielnetz möglich, ohne dass eine besondere Optimierung betrieben wird. Der größte Anteil der Verluste wird bereits die verbrauchernahe Erzeugung vermieden, da die elektrische Leistung über eine kürzere Strecke übertragen werden muss. Sobald jedoch die Einspeiseleistung die Verbraucherleistung in einem Netzabschnitt übersteigt, würde sich die Verlustentwicklung wieder umkehren. Ein Energiesystem, bei dem sich ein Teilnetz in der Rückspeisung befindet, ein anderes Energie aufnimmt, weist größere Verluste auf als die hier gezeigten.

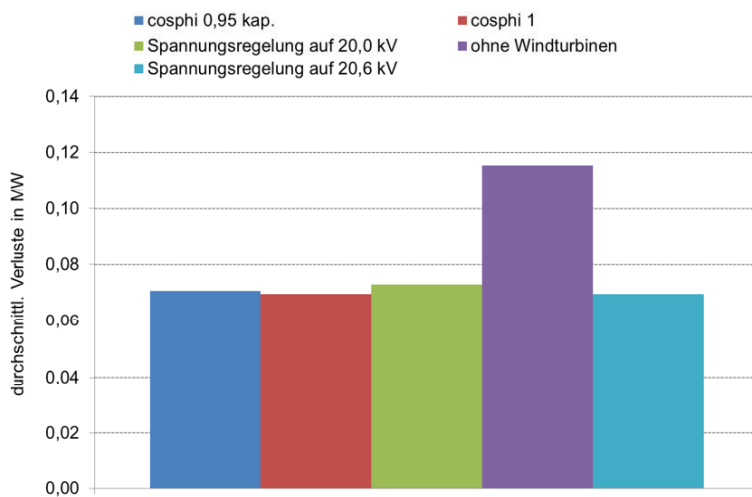


Abbildung 4.23: Durchschnittliche Verluste im Windparknetz

## **5 Grenzen der Stromeinprägung eines Windparks während eines Spannungseinbruchs**

### **5.1 Einleitung**

Die Stabilität von Synchronmaschinen ist seit langem Gegenstand der Forschung. Das Verhalten von Synchronmaschinen in kritischen Situationen ist daher inzwischen eingehend untersucht worden, und die Ergebnisse haben mittlerweile Eingang in die Standardwerke der entsprechenden Fachliteratur gefunden (vergleiche [17] und [94]). Dagegen ist das Betriebsverhalten von Generatoren der erneuerbaren Energien in kritischen Situationen immer noch Gegenstand der aktuellen wissenschaftlichen Diskussion (siehe zum Beispiel [95][96][97]). Die Ausprägung des Stabilitätsproblems und die Anforderungen, die sich daraus an das System ergeben, unterscheiden sich sehr stark zwischen den herkömmlichen Synchronmaschinen und den neuartigen, umrichterbasierten Generatorsystemen. So führt ein schwerwiegender Fehler im Übertragungsnetz nicht unbedingt zu einem Verlust des Synchronismus bei den umrichterbasierten Antrieben. Bei transienten Prozessen bieten die Umrichtersysteme den großen Vorteil, dass sie sehr viel schneller reagieren als die herkömmlichen Synchronmaschinensysteme. Das Verhalten eines modernen Umrichtersystems während des Fehlers als auch im Zeitraum direkt nach dem Fehler wird alleine von der Auslegung und Parametrierung der Umrichterregelung bestimmt. Falls Probleme mit Umrichtersystemen bei transienten Vorgängen auftreten, es beispielsweise zum Abschalten der Regelung kommt, ist dies häufig durch eine Überlastung der Halbleiterventile durch einen Überstrom ausgelöst. Wie bereits dargestellt ist der maximale Strom, den die Halbleiter tragen können, das wesentliche begrenzende Merkmal bei umrichtergespeisten Generatorsystemen.

Im Rahmen der Untersuchungen dieser Arbeit ist der Einfluss einer erhöhten Blindstrombereitstellung bei einem Offshorewindpark untersucht worden. Ein großer Teil der derzeit in der Ostsee geplanten Offshorewindparks werden nach den derzeitigen Planungen über Drehstromkabelsysteme an das Verbundnetz angeschlossen. Dabei werden diese Kabel in Starkwindzeiten mit hoher Auslastung, und damit nur geringer Reserve, betrieben. Diese Betriebsweise ergibt sich aus der Tatsache, dass solche Starkwindzeiten nur selten auftreten und es daher nicht ökonomisch sinnvoll ist, das Kabel für einen Großteil der Betriebszeit überdimensioniert auszulegen. Die lange Netzanbindung zu-

sammen mit der unter Umständen hohen Auslastung der Kabelstrecke macht den Windpark anfällig für dynamische Probleme. Dagegen bieten die neuen Generatorsysteme mit ihrer schnellen Regelbarkeit die Möglichkeit, schnell und zuverlässig auf Netzprobleme zu reagieren. Dazu muss jedoch zunächst ein grundlegendes Verständnis für das Verhalten dieser Generatoren im Zusammenspiel mit dem Verbundnetz während transienter Vorgänge geschaffen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit ist eine Veröffentlichung entstanden, die die Auswirkungen der erzwungenen Stromeinspeisung eines Windparks während eines Fehlers auf das Spannungsprofil am Netzverknüpfungspunkt vorgestellt hat [98]. Nach den deutschen Netzanschlussrichtlinien [76] sind Windparks verpflichtet, während eines Fehlers Blindstrom in das Netz zu speisen um die Spannung zu stützen. Im Rahmen dieses Kapitels werden analytische Ausdrücke vorgestellt, die die Grenzen der Spannungsstützung am Netzanschlusspunkt durch einen Windpark beschreiben. Ähnliche Ausdrücke können hergeleitet werden, um den Einfluss des Wirkstroms, den der Windpark speist, auf die Spannung am Netzanschlusspunkt während des Spannungseinbruchs zu beschreiben. Mit diesen beiden Beziehungen kann dann eine Grenzbedingung für den maximalen Strom zwischen Windpark und Netzanschlusspunkt im Fehlerfall aufgezeigt werden, aber der die Stabilität verloren geht. Die Ergebnisse werfen ein erstes Licht auf das Konzept der transienten Stabilität von Erzeugungsanlagen mit umrichteragespeisten Generatortechnologien. Sie zeigen ebenfalls, was die Verletzung der Stromgrenze für Auswirkungen auf die Netzspannung haben kann. Die Beispielsimulationen zeigen, dass die Auswirkungen von schweren Fehlern auf einen Windturbinengenerator ein Durchschlupfen der Maschine darstellen, im Gegensatz zum völligen Verlust des Synchronismus bei Synchronmaschinen.

Die Hauptforderungen der Netzanschlussregeln ([62][76]) in Deutschland (aber auch im europäischen und außereuropäischen Ausland) betreffen vor allem das Verhalten von umrichteragespeisten Generatorsystemen, insbesondere Windenergieanlagen, während eines Fehlers im Netz. Wie bereits beschrieben dürfen sich Generatoren während eines Fehlers nicht mehr vom Netz trennen, es sei denn, dies ist zum unvermeidbaren Schutz des Generators erforderlich. Zusätzlich ist, falls die Spannung ein Totband von  $\pm 10\%$  um die Nennspannung verlässt, gefordert, dass die Windturbinen (und vergleichbare Erzeuger) eine proportionale Spannungsregelung aktivieren und einen Blindstrom zur

Stützung der Netzspannung einspeisen (vergleiche Abbildung 3.14). Insbesondere bei Offshore-Windparks besteht die Netzanbindung aber häufig aus, im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken und Onshore-Windparks, langen Kabelstrecken, wodurch der Effekt der Blindstromeinspeisung auf die Spannung am Verknüpfungspunkt mit dem Verbundnetz begrenzt wird.

## 5.2 Einfluss des Windparkstromes

Um die Wechselwirkungen zwischen dem Windpark und dem Netz zu beschreiben, wird das vereinfachte Ersatzschaltbild aus Abbildung 5.1 verwendet. Als Bezugspunkt soll im Weiteren, wie auch sonst bei der Betrachtung von Windparks üblich, der Netzanschlusspunkt, hier mit NAP gekennzeichnet, genutzt werden, wie ihn der Transmission-Code 2007 [76] definiert. Das übergeordnete Netz wird auch hier durch eine Ersatzspannungsquelle dargestellt. Die Netzimpedanz wird dabei wie gewöhnlich aus der Kurzschlussimpedanz berechnet.

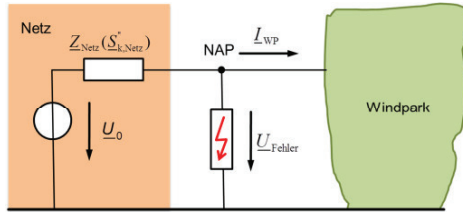


Abbildung 5.1: Ersatzschaltbild eines Windparks mit Netz beim Kurzschluss

Unter der Annahme dass  $Z_{\text{Fehler}}$ , die Impedanz über der  $U_{\text{Fehler}}$  abfällt, die Fehlerimpedanz oder irgendeine parallel zum Windpark liegende Impedanz darstellt, kann die Spannung am Netzanschlusspunkt NAP nach folgender Beziehung berechnet werden:

$$U_{\text{Fehler}} = U_0 \cdot \frac{Z_{\text{Fehler}}}{Z_{\text{Netz}} + Z_{\text{Fehler}}} - I_{\text{WP}} \cdot Z_{\text{Fehler}} \cdot \frac{Z_{\text{Netz}}}{Z_{\text{Netz}} + Z_{\text{Fehler}}} \quad (96)$$

Dabei wird der Strom, den der Windpark einprägt, im Verbraucherzählfeilsystem gezählt. Um den Einfluss des Windparks auf die Einbruchtiefe der Spannung im Fehlerfall darzustellen, kann der folgende komplexe Faktor definiert werden:

$$\underline{\eta}_{WP} = \frac{\underline{U}_{Fehler}}{\underline{U}_{Fehler,0}} \quad (97)$$

Dabei bezeichnet  $\underline{U}_{Fehler}$  die Spannung, die sich mit Einspeisung des Blindstroms aus dem Windpark ausbildet,  $\underline{U}_{Fehler,0}$  die Spannung, die sich ohne Strombeitrag des Windparks ergibt. Unter Ausnutzung der Beziehungen, die bereits in Gl. (96) angegeben sind, kann Gl. (97) umgeschrieben werden. Es zeigt sich dann direkt der Einfluss des Stromes aus dem Windpark:

$$\underline{\eta}_{WP} = \frac{\underline{U}_0 \cdot \frac{\underline{Z}_{Fehler}}{\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fehler}} - \underline{I}_{WP} \cdot \underline{Z}_{Fehler} \cdot \frac{\underline{Z}_{Netz}}{\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fehler}}}{\underline{U}_0 \cdot \frac{\underline{Z}_{Fehler}}{\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fehler}}} = 1 - \underline{I}_{WP} \frac{\underline{Z}_{Netz}}{\underline{U}_0} = 1 - \frac{\underline{I}_{WP}}{\underline{I}_{k,Netz}} \quad (98)$$

Typischerweise wird die unbeeinflusste Netzspannung als Referenz gewählt und in die reelle Achse des Bezugssystems gelegt ( $\underline{U}_{Fehler,0} = U_{Fehler,0}$ ). In Polarkoordinaten notiert ergeben sich dann folgende Ausdrücke:

$$\underline{I}_{WP} = I_{WP} \cdot e^{j\varphi_{WP}} \quad (99)$$

$$\underline{Z}_{Netz} = Z_{Netz} \cdot e^{j\varphi_{Netz}} \quad (100)$$

$$\underline{U}_0 = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} \quad (101)$$

Mit Hilfe dieser Ausdrücke lässt sich schließlich auch Gl. (98) in Polarkoordinaten schreiben:

$$\underline{\eta}_{WP} = 1 - \frac{\underline{I}_{WP}}{\underline{I}_{k,Netz}} = 1 - \frac{I_{WP}}{I_{k,Netz}} e^{j(\varphi_{WP} + \varphi_{Netz} - \varphi_0)} \quad (102)$$

Für den Spezialfall, dass sowohl  $\underline{Z}_{Fehler}$  als auch die Netzimpedanz  $\underline{Z}_{Netz}$  dieselbe Phasenverschiebung aufweisen, verschwindet  $\varphi_0$ . Es gilt in diesem Spezialfall  $\varphi_{Netz} = \varphi_{Fehler}$ , und damit für den Fall der unbeeinflussten Fehlerspannung:

$$U_{\text{Fehler},0} = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} \cdot \frac{Z_{\text{Fehler}} \cdot e^{j\varphi_{\text{Fehler}}}}{(Z_{\text{Netz}} + Z_{\text{Fehler}}) \cdot e^{j\varphi_{\text{Fehler}}}} = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} \cdot \frac{Z_{\text{Fehler}}}{Z_{\text{Netz}} + Z_{\text{Fehler}}} \quad (103)$$

$\varphi_0$  muss also verschwinden, damit Gl. 103 erfüllt ist. Es ergibt sich dann die vereinfachte Beziehung:

$$\underline{\eta}_{\text{WP}} = 1 - \frac{I_{\text{WP}}}{I_{\text{k,Netz}}} e^{j(\varphi_{\text{WP}} + \varphi_{\text{Netz}})} \quad (104)$$

Die zuvor vorgestellten mathematischen Beziehungen sind in Abbildung 5.2 noch einmal übersichtlich als Zeigerdiagramm dargestellt. Ausgehend von diesen Betrachtungen können Überlegungen angestellt werden. Wenn davon ausgegangen wird, dass das Netz aus rein induktiven Elementen besteht (was bei dem normalerweise angenommen X/R-Verhältnis von 10 näherungsweise angenommen werden kann), wird bei einer Einspeisung von kapazitivem Blindstrom (übererregter Betrieb des Windparks) im Fehlerfall die größte Spannungsstützung erreicht. Wird dagegen induktiver Blindstrom eingespeist wird die Spannung noch weiter reduziert.

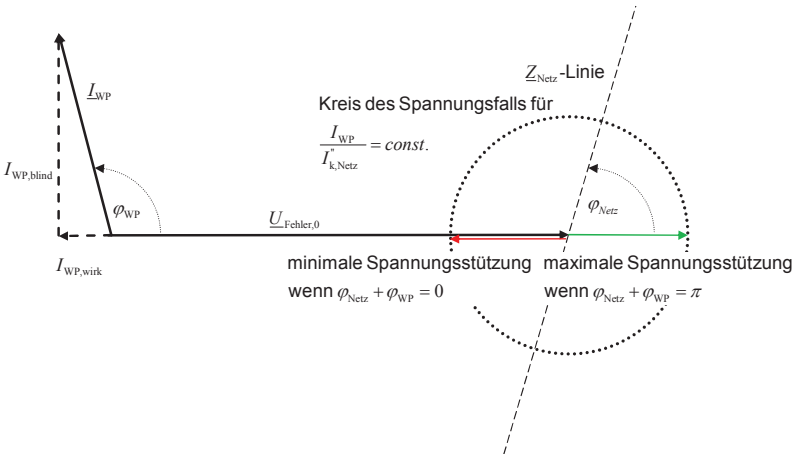


Abbildung 5.2: Einfluss des Windparkstromes auf die Spannung am NAP

### 5.3 Maximale Spannungsanhebung

Wie schon in Abbildung 5.2 dargestellt, ergibt sich die größte Spannungsstützung für den Fall  $\varphi_{\text{Netz}} + \varphi_{\text{WP}} = \pi$ , wogegen die maximale Spannungsreduktion bei  $\varphi_{\text{Netz}} + \varphi_{\text{WP}} = 0$  eintritt. Gleichung (104) kann auch so umgeschrieben werden, dass die Abhängigkeit von der Nennscheinleistung des Windparks erkennbar ist:

$$\underline{\eta}_{\text{WP}} = 1 - \frac{I_{\text{WP}}}{I_{\text{k,Netz}}} e^{j(\varphi_{\text{WP}} + \varphi_{\text{Netz}})} = 1 - i_{\text{WP}} \frac{S_{\text{WP,nenn}}}{S_{\text{k,Netz}}} e^{j(\varphi_{\text{WP}} + \varphi_{\text{Netz}})} \quad (105)$$

$i_{\text{WP}}$  repräsentiert dabei den Strom des Windparks zum Zeitpunkt der Betrachtung bezogen auf den Nennstrom des Windparks,  $S_{\text{k,Netz}}$  wie gewohnt die Kurzschlussleistung des Netzes. Gleichung (105) gilt, wie oben beschrieben, nur für den Fall, dass die Phasenverschiebung der Fehlerimpedanz und der Netzimpedanz gleich sind.

Für die Berechnungen für Abbildung 5.3 wurde angenommen, dass der Windpark Nennstrom mit dem zur Spannungsanhebung optimalen Phasenwinkel an das Netz abgibt. Die Kurvenschar in der Abbildung zeigt die Spannungsanhebung durch den Windpark in Abhängigkeit von der Entfernung des Kurzschlusses vom Netzanschlusspunkt. Als Parameter ist das Verhältnis der Nennscheinleistung des Windparks zur Kurzschlussleistung des Netzes gewählt worden. In Abbildung 5.3 wird noch einmal deutlich, dass die Auswirkungen des Windparks auf die verbleibende Spannung während des Fehlers direkt von der Stärke des Netzes abhängen. Je größer die Kurzschlussleistung des Netzes ist, umso kleiner wird der Einfluss des Kurzschlussstroms des Windparks. Bei einem starken Netz kann also eher auf eine Spannungsstützung durch den Windpark verzichtet werden als bei einem schwachen Netz mit geringer Kurzschlussleistung.



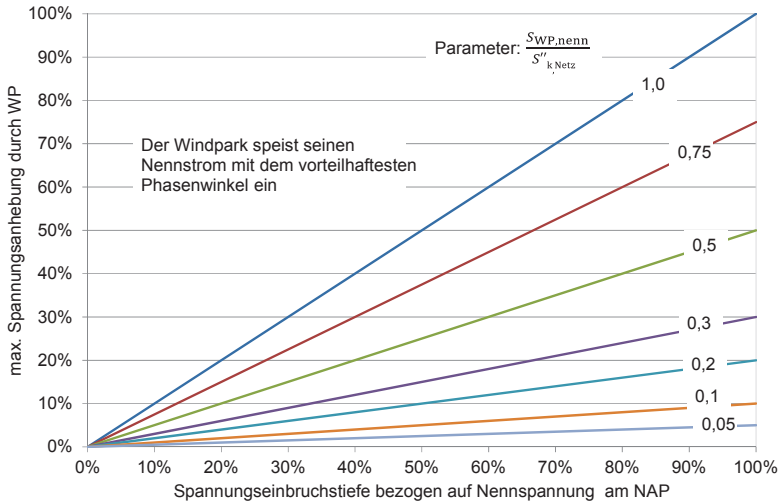


Abbildung 5.3: Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt durch den Windpark

Abbildung 5.4 zeigt dieselben Zusammenhänge wie zuvor, dieses Mal jedoch aus einem etwas anderen Blickwinkel: die Abbildung quantifiziert die Möglichkeiten des Windparks die Spannung bei einem Fehler anzuheben. Die gestrichelte Linie zeigt die Tiefe des Spannungseinbruchs ohne irgendeine Spannungsstützung (Stromeinspeisung) durch den Windpark. Zur Vereinfachung und besseren Vergleichbarkeit ist wieder angenommen worden, dass der Strom immer dem Nennstrom entspricht und mit dem zur Spannungsstützung optimalen Winkel eingespeist wird ( $\varphi_{WP} = \pi - \varphi_{Netz}$ , womit der Exponentialterm -1 ergibt). Es bestätigt sich die schon zuvor gewonnene Erkenntnis, dass die Spannungsstützung am größten wird, wenn ein leistungsstarker Windpark an einem Netz mit einer relativ (zum Windpark) kleinen Kurzschlussleistung angeschlossen wird. Für den umgekehrten Fall eines relativ leistungsschwachen Windparks an einem Netz mit großer Kurzschlussleistung bleibt der Einfluss des Windparks auf die Spannung dagegen gering.

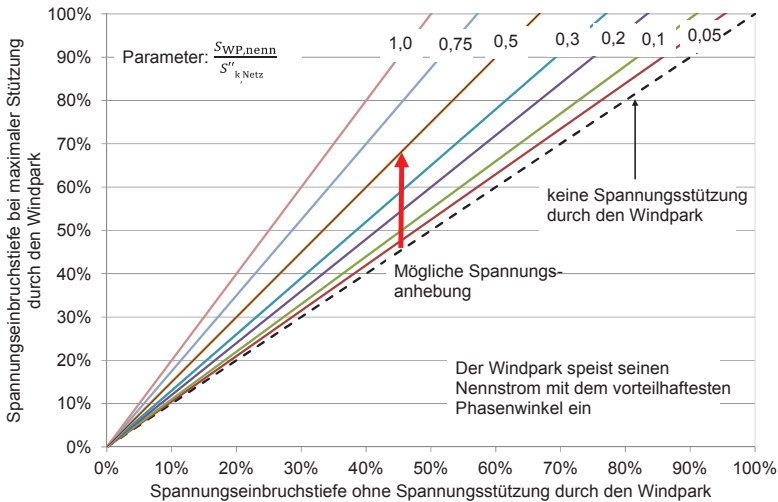


Abbildung 5.4: Mögliche Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt

Darüber hinaus zeigt sich aber auch, dass der Einfluss des Windparks bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen stark begrenzt ist. Für Kurzschlüsse nicht weit entfernt vom Netzanschlusspunkt und einem entsprechend tiefen Einbruch der Spannung auf nahe Null ist der Einfluss des Windparks sehr gering. Selbst wenn der Windpark eine Nennscheinleistung aufweist, die der halben Kurzschlussleistung des Netzes entspricht (das

heißt  $\frac{S_{WP,Nenn}}{S_{k,Netz}} = 0,5$ ), kann er die Spannung bei einer Einbruchtiefe auf 10 % der

Nennspannung im Fall ohne Windpark nur auf 15 % anheben. Dagegen erreicht er bei einer Einbruchtiefe auf 60 % der Nennspannung eine Anhebung um 30 % auf 90 %.

## 5.4 Maximalströme der Umrichter

Wie bereits in den vorhergehenden Abschnitten beschrieben, ist der mögliche Kurzschlussstrombeitrag der umrichter gespeisten Generatorsysteme vom maximalen Strombetrag des Umrichters abhängig, da die Halbleiterbauteile empfindlich auf Überstromsituationen reagieren. Um den Betrag des Stromes zu beeinflussen, muss mindestens eine

der Komponenten, sei es Wirkstrom oder Blindstrom, verändert werden. Da das Hoch- und Höchstspannungsnetz überwiegend induktives Verhalten aufweisen, wird von den angeschlossenen Generatoren während des Fehlers bevorzugt kapazitiver Blindstrom eingespeist. Die Auswirkung auf die Fehlerspannung wird damit maximiert. Entsprechend fordern die Netzanschlussrichtlinien das Speisen eines Blindstroms im Fehlerfall. Damit entfällt die Reduktion des Blindstroms im Fehlerfall als Option, um innerhalb des gegebenen Strombetrages des Wechselrichters mehr Wirkstrom einzuspeisen. Die Umrichterregelung schaltet, wie es in den Netzanschlussrichtlinien gefordert ist [92], daher bei Detektion eines Fehlers von Wirkleistungs-(Wirkstrom-)Priorität auf Blindstrompriorität um. Damit wird in Kauf genommen, dass der Generator während des Fehlers weniger Wirkleistung an das Netz abgibt. Dieses Verhalten führt jedoch nicht zu einem Mangel an Erzeugerwirkleistung und damit einem Wirkleistungsungleichgewicht, da viele Lasten spannungsabhängig sind und bei reduzierter Spannung, wie zum Beispiel während eines Fehlers, weniger Wirkleistung aufnehmen.

Abbildung 5.5 zeigt die Reduzierung des Wirkstromes zur Erhöhung des möglichen Blindstromes während eines Spannungseinbruchs. Je nachdem, welchen Winkel der eingespeiste Strom vor dem Fehler aufwies, reicht unter Umständen bereits eine kleinere Reduzierung des Wirkstromes aus, um einen nennenswerten Blindstrom einspeisen zu können. Der Wirkstrom braucht nicht im selben Maße reduziert zu werden, wie der Blindstrom erhöht werden soll. Dies ergibt sich unmittelbar aus der mathematischen Beziehung zwischen den Kreisfunktionen, nach denen gilt:

$$\sin \alpha = \cos(90^\circ - \alpha) \quad (106)$$

Um 50 % des Strombetrages als Blindstrom einzuspeisen, muss der Wirkstrom nur auf ca. 87 % des Strombetrages reduziert werden. Analog muss zum Einspeisen eines Blindstromes von ca. 87 % des Bemessungsstromes der Wirkstrom auf 50 % des Bemessungswertes reduziert werden. Trotzdem muss, bei sehr tiefen Spannungseinbrüchen, die Wirkstromkomponente auf null reduziert werden, um Wirkstrom in Höhe des maximalen Strombetrages einzuspeisen.

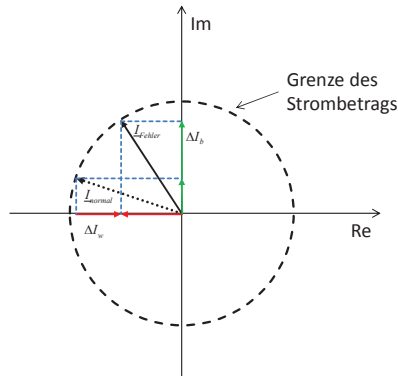


Abbildung 5.5: Prinzip der Wirkstromreduktion zur Steigerung des Blindstroms

## 5.5 Strombegrenzung zur Stabilitätsverbesserung

Über die zuvor angestellten Überlegungen zur Reduzierung des Wirkstromes aufgrund der Strombetragsbegrenzung der Halbleiterventile hinaus kann eine Wirkstrombegrenzung auch zur Sicherung der Stabilität erforderlich werden. Dies tritt insbesondere dann auf, wenn ein leistungsstarker Generator oder Generatorsystem über eine lange Netzanbindung mit dem Übertragungsnetz gekoppelt ist, wie es beispielsweise bei Offshorewindparks in der Ostsee der Fall ist. Abbildung 5.6 zeigt das entsprechende Ersatzschaltbild, das Grundlage für die im Folgenden angestellten Überlegungen ist.

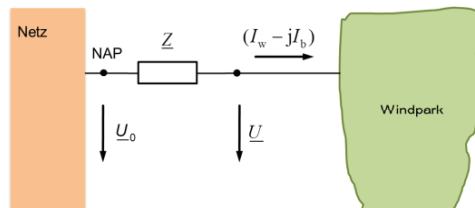


Abbildung 5.6: Ersatzschaltbild zu den Stabilitätsbetrachtungen

Die Spannung am Windpark kann im Allgemeinen angegeben werden zu:

$$\underline{U} = \underline{U}_0 - \underline{Z}(I_w - jI_b) \quad (107)$$

Dabei bezeichnet  $I_w$  den Wirkstrom,  $I_b$  den Blindstrom und  $\underline{Z}$  die komplexe Impedanz der Netzanbindung. Gleichung (107) kann auch in Polarkoordinaten geschrieben werden, womit sich ergibt:

$$U = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} - Z \cdot e^{j\varphi_z} \cdot I \cdot e^{-j\varphi} = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} - jZ \cdot I \cdot e^{j(\varphi_z - \varphi - \frac{\pi}{2})} \quad (108)$$

Es werden die folgenden Bezeichnungen eingeführt:

$$\varphi_z - \varphi - \frac{\pi}{2} = -\varphi^* \quad (109)$$

$$\beta = \varphi_z - \frac{\pi}{2} \quad (110)$$

Damit kann Gleichung (108) umgeschrieben werden.

$$U = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} - jZ \cdot I \cdot e^{j(\varphi_z - \varphi - \frac{\pi}{2})} = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} - jZ \cdot I_w \cdot e^{j(\varphi_z - \frac{\pi}{2})} - Z \cdot I_b \cdot e^{j(\varphi_z - \frac{\pi}{2})} \quad (111)$$

$$U = U_0 \cdot e^{j\varphi_0} - jZ \cdot I_w^* - Z \cdot I_b^* \quad (112)$$

Die Ströme können nach den folgenden Beziehungen ineinander überführt werden:

$$I_w^* = \cos(\beta)I_w + \sin(\beta)I_b \quad (113)$$

$$I_b^* = \cos(\beta)I_b - \sin(\beta)I_w \quad (114)$$

Dies stellt eine Drehung des Bezugssystems der Ströme um den Winkel  $\beta$  dar.

Abbildung 5.7 zeigt noch einmal übersichtlich die Zeitzeiger der Ströme und Spannungen, mit denen der Zeiger der Spannung am Netzanschlusspunkt ermittelt werden kann.

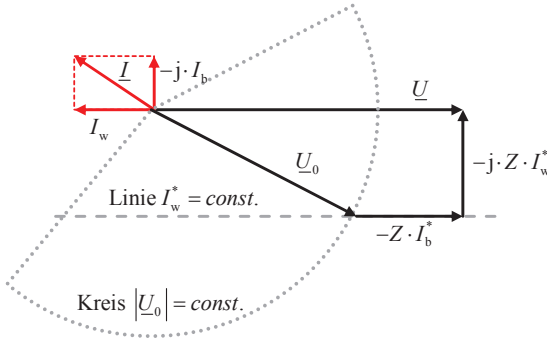


Abbildung 5.7: Zeiger der Spannung am NAP in Abhängigkeit vom WP-Strom

Solange der Winkel zwischen der Spannung am Netzanschlusspunkt und der Spannung am Windpark  $\varphi_0$  kleiner oder gleich  $\frac{\pi}{2}$  ist, verhält sich die Spannung über der Leitung im stationären Zustand stabil. Während transientser Ausgleichsvorgänge in Synchronmaschinen kann der Winkel  $\varphi_0$  einen größeren Wert annehmen, ohne dass die Stabilität sofort verloren geht. Mit geeigneten Maßnahmen kann das System wieder in einen stabilen Zustand überführt werden. Dagegen können solche Ausgleichsvorgänge dank der schnellen Regler in den umrichter gespeisten Generatorsystemen als quasistationär betrachtet werden. Jedoch kann die oben genannte Stabilitätsgrenze für einen kurzen Zeitbereich unmittelbar nach dem Fehler weiterhin als gültig betrachtet werden.

Wie sich bei Betrachtung von Abbildung 5.7 ergibt, fällt die Spannung am Windpark bei einem Winkel  $\varphi_0 = -\frac{\pi}{2}$  zusammen mit der Spannung über die Impedanz der Übertragungsstrecke. Mathematisch formuliert bedeutet dies unter Beachtung der Vorzeichen:  $U = -Z \cdot I_b^*$ . Diese beiden Annahmen können wiederum in Gleichung (112) eingesetzt werden, und es ergibt sich:

$$-Z \cdot I_b^* = U_0 \cdot e^{-j\frac{\pi}{2}} - jZ \cdot I_w^* - Z \cdot I_b^* \leftrightarrow 0 = -jU_0 - jZ \cdot I_w^* \quad (115)$$

Damit lässt sich als Ergebnis die Stabilitätsgrenze angeben:

$$I_{w,\max}^* = -\frac{U_0}{Z} \quad (116)$$

Die mathematischen Beziehungen aus den vorhergehenden Formeln sind in Abbildung 5.8 grafisch dargestellt. Dabei zeigt die Abbildung die Grenze zwischen dem stabilen Betrieb und dem Verlust der Stabilität. Das Diagramm ist, wie in der Berechnung elektrischer Netze üblich, im Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt.

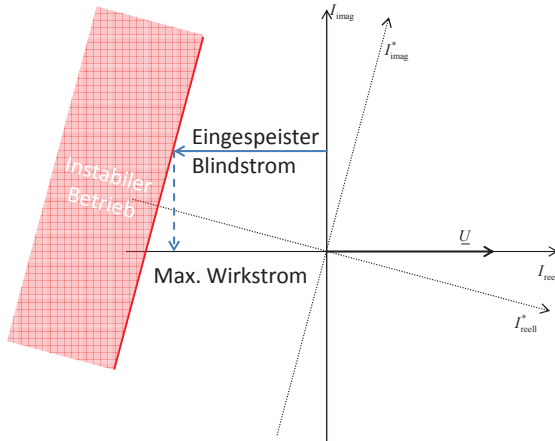


Abbildung 5.8: Grafische Darstellung des instabilen Bereiches im Verbraucherzählpfeilsystem

Wenn ein Stromzeiger in der komplexen Ebene die Stabilitätsgrenze erreicht, ergeben sich aus Abbildung 5.8 sofort zwei Möglichkeiten, um die Stabilität aufrecht zu halten: Bei der einen Möglichkeit verringert die Regelung den Blindstrom, bei der anderen Möglichkeit verringert sie die Wirkstromkomponente des Gesamtstromes. Aufgrund der Vorgaben aus den Netzanschlussrichtlinien, die das Einspeisen eines Blindstromes während des Fehlers fordern, verbietet sich in der Praxis eine Reduktion des Blindstromes. Als einzige Möglichkeit zur Wahrung oder Wiedererlangung der Stabilität bleibt daher die Reduktion des Wirkstromes beziehungsweise der Wirkstromkomponente. Sollte der Wirkstrom nicht reduziert werden und die Maschine oder der Windpark über die Stabilitätsgrenze hinaus betrieben werden, beginnen die Maschinen instabil zu werden und zeigen ein erhebliches Durchschlüpfen des Rotors. Aufgrund der schnellen Regelung

und der guten Regelbarkeit der Maschinen ist die Chance jedoch groß, dass die Stabilität sehr schnell zurückgewonnen werden kann.

Abbildung 5.9 zeigt schließlich die Kombination der beiden vorgestellten Stromgrenzen grafisch für den Bereich des eingespeisten (negativen) Wirkstroms. Über einen weiten Betriebsbereich wird der maximale Strom nur von der Stromtragfähigkeit der Halbleiter bestimmt. Besonders während eines Spannungseinbruchs besteht jedoch die Gefahr des Stabilitätsverlustes selbst bei Strömen, die innerhalb der Stromtragfähigkeitsgrenzen der Halbleiter liegen. Dabei wird sowohl von der Amplitude als auch vom Winkel des Stromes bestimmt, welche Grenze als erstes erreicht wird.

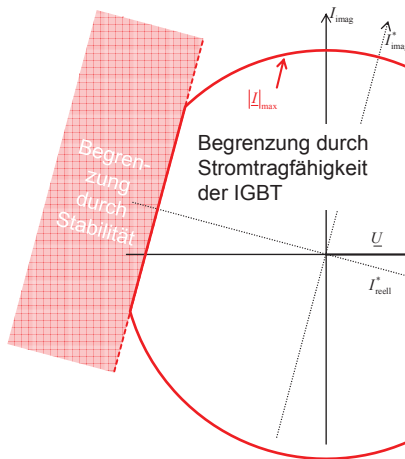


Abbildung 5.9: Kombinierte Stromgrenzen

## 5.6 Zusammenfassung

Aus Abbildung 5.9 lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen herleiten:

- Aus der Folgerung der Netzanschlussrichtlinien nach einem spezifizierten Mindestblindstrom während des Fehlers oder einem Spannungsregler mit einer vergleichsweise großen Verstärkung folgt, dass der Wirkstrom reduziert werden muss. Diese Reduktion des Wirkstromes erlaubt es, einen höheren Blindstrom einzuspeisen ohne die Stabilität über der Leitung zu gefährden.



- Die Netzanschlussrichtlinien schreiben die Einspeisung eines Blindstromes während des Fehlers in einem definierten Bereich vor. Einige Windturbinenhersteller begrenzen den Blindstrom auf den angegebenen Mindestwert und wandeln damit den Mindestwert in einen Maximalwert um. Es folgt aus dem vorhergehenden Punkt, dass eine Begrenzung des Blindstromes unabhängig von der Begrenzung des Strombetrages einen kontraproduktiven Effekt haben kann. Wenn der Blindstrom auf beispielsweise den einfachen Nennstrom begrenzt wird, kann während des Fehlers unter Umständen (trotz einer eigentlich höheren Blindstromforderung) ein erheblicher Wirkstrom eingespeist werden. Dieser Wirkstrom kann dazu führen, dass die Stabilitätsgrenze überschritten wird. Die direkte Begrenzung des Blindstroms während des Fehlers kann also unter Umständen die Stabilität des Windparks gefährden.
- Es ist durchaus möglich, dass die generelle Stromtragfähigkeit eines Wechselrichters so klein ist, dass die Stabilitätsgrenze weit außerhalb des möglichen Betriebsbereiches liegt.
- Der maximale Wirkstrom, der die Stabilitätsgrenze definiert, hängt nach Gleichung (116) wesentlich von der Impedanz der Netzanbindung ab. Die hier aufgezeigte Grenze sollte daher also insbesondere bei Windparks mit relativ langer Netzanbindung, wie zum Beispiel Offshorewindparks, berücksichtigt werden.

Im Folgenden soll die zuvor hergeleitete Stabilitätsgrenze mit Hilfe von Simulationen aufgezeigt werden. Dazu ist, wie schon in den vorhergehenden Kapiteln, ein typisches Windparknetz unter Verwendung von realistischen Daten aufgebaut worden (siehe Abbildung 5.10). Für das im Folgenden gezeigte Beispiel ist die Impedanz an der Kurzschlussstelle so gewählt worden, dass die Spannung während des Fehlers auf ungefähr 20 % der Nennspannung einbricht. Die grafische Darstellung der Simulationsergebnisse zeigt Abbildung 5.12. Die Werte der Windturbinen werden auf der Hochspannungsseite des Maschinentransformators, also auf der 33-kV-Ebene, gemessen. Es werden sowohl die Spannung als auch der Phasenwinkel an den Klemmen des Windparks und direkt am Netzanschlusspunkt gezeigt.

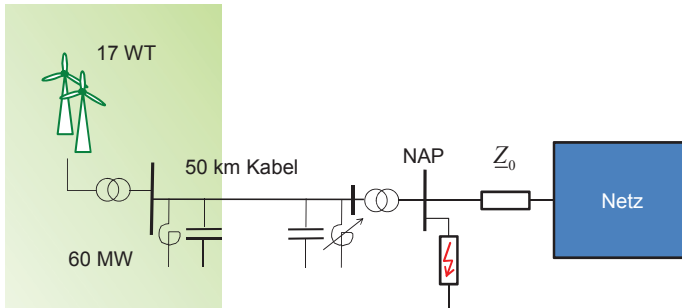


Abbildung 5.10: Skizze des verwendeten Netzes

Abbildung 5.12 zeigt, dass der Phasenwinkel der Spannung sich schnell über einen weiten Winkel ändert. Sobald der Fehler jedoch geklärt ist, fängt sich der Phasenwinkel der Spannung am Windpark schnell wieder und ist synchron mit dem Netz. Dieses schnelle Wiedererlangen eines stabilen Arbeitspunktes ist der schnellen Regelung der Wechselrichter zu verdanken. Tatsächlich zeigt Abbildung 5.12, dass der Phasenwinkel der Spannung des Windpark während des Fehlers einen vollständigen Durchschlupf gegen die Spannung im Netz erfährt. Der Winkel ändert sich zweimal während des Fehlers innerhalb weniger Millisekunden von  $+180^\circ$  auf  $-180^\circ$ . Eine Änderung des Phasenwinkels über einen so großen Winkel in einer so kurzen Zeitspanne stellt für die Maschinen im Windpark eine große Belastung dar und muss unter allen Umständen vermieden werden. Wie bereits zuvor dargestellt, kann ein Verlust der Stabilität verhindert werden, indem der Wirkstrom während des Fehlers reduziert wird. Eine Reduzierung des Blindstromes während des Fehlers ist gemäß den Netzanschlussregeln keine Option. Im nächsten Schritt ist eine Regelungsstruktur entwickelt worden, die eine spannungsabhängige Reduktion des Wirkstromes realisiert.

Der Regelungsteil, der auch in Abbildung 5.11 gezeigt ist, reduziert den Wirkstromsollwert der Windturbinen in Abhängigkeit von der Spannung. Dies geschieht mit dem Ziel, das Risiko eines Durchschlüpfens der Maschine oder den Verlust des Synchronismus zu verhindern.

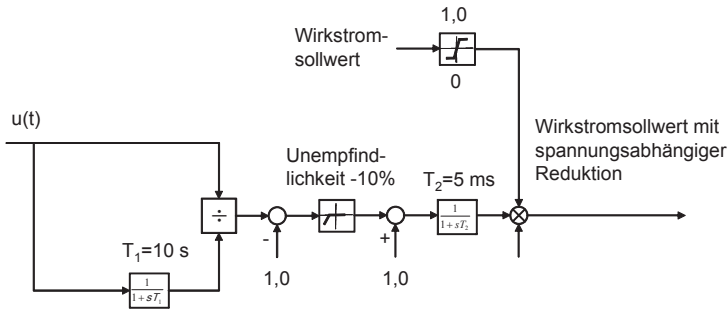


Abbildung 5.11: Regelungsstruktur zur spannungsabhängigen Wirkstromreduktion

Die Auswirkungen des Einsatzes dieses Reglers zeigt die Abbildung 5.13, wobei bei den Simulationen alle anderen Parameter im Vergleich zur Simulation, deren Ergebnisse Abbildung 5.12 zeigt, unverändert blieben. Die Parameter der Simulation können [99] entnommen werden. An den in Abbildung 5.13 gezeigten Ergebnissen ist klar zu erkennen, dass der Spannungswinkel bei Einsatz des stabilisierenden Reglers nur eine kleine Änderung während des Fehlers erfährt. Die Maschinen gelangen niemals in die Nähe eines Verlustes des Synchronismus oder eines Durchschlupfens der Pole. Es lässt sich ebenfalls im Zeitraum unmittelbar nach Fehlerklärung beobachten, dass sich die Spannung schneller erholt und die Oszillationen deutlich besser gedämpft sind als im Vergleichsszenario.

## Grenzen der Stromeinprägung eines Windparks während eines Spannungseinbruchs

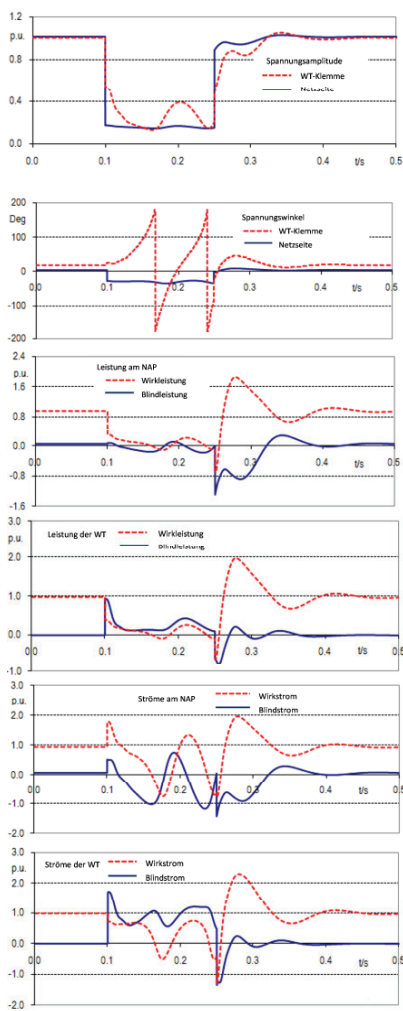


Abbildung 5.12: Instabiler Betrieb

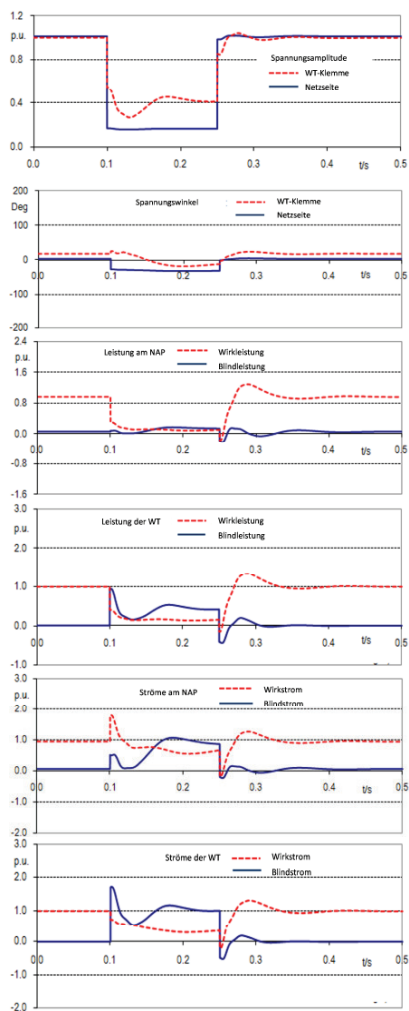


Abbildung 5.13: Stabilisierung des Betriebs während des Fehlers durch spannungsabhängige Wirkstromreduktion

## 6 Frequenzstützung mit Windenergieanlagen

Auf Anregung eines Herstellers von Windenergieanlagen sind im Rahmen dieser Arbeit Untersuchungen zur Frequenzstützung durch Windturbinen durchgeführt worden. Diese Untersuchungen waren motiviert durch neue Forderungen in kanadischen Netzan-schlussrichtlinien. Im kanadischen Kraftwerkspark haben Wasserkraftwerke einen gro-ßen Anteil an der installierten Kraftwerksleistung. Dieser Kraftwerkstyp wird auch für die Primärregelung eingesetzt. Allerdings haben Wasserkraftwerke eine von den thermi-schen Kraftwerken abweichende Charakteristik in ihrer Frequenzantwort. Nach Öffnen des Vorschiebers entsteht zunächst ein Sog in der Falleitung, so dass die Leistung der Turbine erst ein wenig fällt, bevor sie anschließend zunimmt (vgl. Abbildung 6.1, [94]).

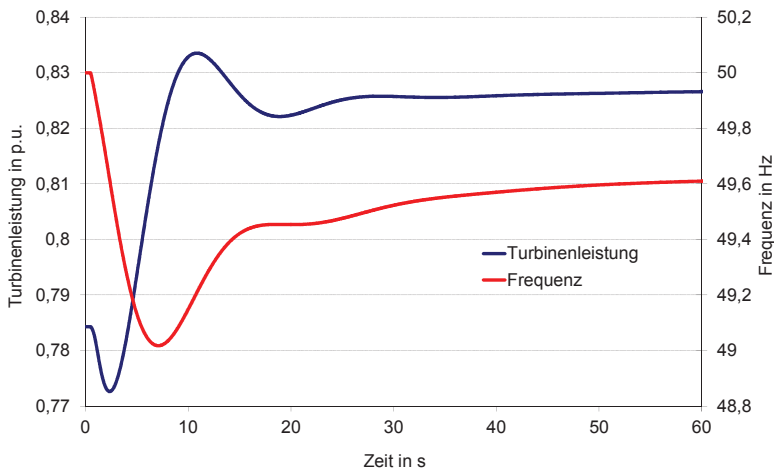


Abbildung 6.1: Turbinenleistung eines Wasserkraftwerkes mit Primärregelung und Netzfrequenz nach einer plötzlichen Leistungsbilanzstörung (Erzeugerausfall) im Netz

Damit sinkt aber die Netzfrequenz mit Ansprechen des Primärreglers erst einmal schneller ab als ohne Beteiligung des Wasserkraftwerks. Der kanadische Netzbetreiber hatte daher die Idee, Windturbinen zu verpflichten für kurze Zeit zusätzliche Energie aus ihren rotierenden Massen in das Netz zu speisen und damit diese Phase mit geringerer Einspeisung zu überbrücken. Die damit verbundene Drehzahlreduzierung der Windturbinen wird dann, wenn die Wasserkraftwerke ihre Leistung bereits erhöht haben, rückgängig gemacht. Dieser Vorgang setzt eine entsprechend schnelle Regelung/Steuerung der Windturbinen voraus, die durch den Einsatz der bei WEA inzwischen üblichen Frequenzumrichter möglich wird.

Eine kurzfristige Energieausspeisung aus der rotierenden Masse der Windturbinen kann jedoch auch in einem Netz bestehend aus nur konventionellen, thermischen Kraftwerken sinnvoll sein, wenn sie dazu führt, dass das Frequenzminimum im Vergleich zur Situation ohne Beitrag der Windturbinen geringer ausgeprägt ist.

Eine andere Möglichkeit, damit sich Windturbinen im Bedarfsfall an der Frequenzstützung beteiligen können, ist es, die Turbinen ganz oder zumindest einen gewissen Teil der Betriebszeit (wenn mit Störungen zu rechnen ist) angedrosselt zu fahren. Das bedeutet, dass die Turbinen nicht so viel Energie in das Netz speisen wie nach der Windsituation gerade möglich wäre. Sollte es erforderlich werden, können die Turbinen dann ihre Abgabeleistung durch Pitchen der Blätter erhöhen. Eine derartige Regelung wird in der Irischen Republik von EirGrid, dem verantwortlichen Netzbetreiber, bereits gefordert [100].

### **6.1 Stand der Forschung**

Die Möglichkeiten der Frequenzstützung mit Windturbinen werden seit einigen Jahren in mehreren wissenschaftlichen Veröffentlichungen diskutiert. So konnte unter anderem gezeigt werden [101], dass doppeltgespeiste Asynchronmaschinen durch die begrenzte Bandbreite ihres Stromreglers eine intrinsische Frequenzantwort liefern. Im Gegensatz zu dieser nicht aktiv gesteuerten und damit auch nicht direkt beeinflussbaren Frequenzantwort wurde bereits von mehreren Autoren [102]-[104] vorgeschlagen, Wind-

turbinen angedrosselt zu fahren, also weniger Energie einzuspeisen als durch die Windverhältnisse aktuell möglich wäre. Die Frequenzstützung wird in einem solchen Fall über die Pitchregelung realisiert, da im ungestörten Betrieb der Arbeitspunkt der Maschine etwas unter dem MPP (Maximum Power Point) liegt und erst im gestörten Betrieb der Pitchwinkel hin zum besseren Betriebszustand verändert wird. Die Effektivität dieses Ansatzes hängt daher entscheidend von der Geschwindigkeit des Pitchsystems und seines Reglers ab.

Andere Veröffentlichungen [105]-[108] haben vorgeschlagen, die rotierende Masse der Windturbinen zur Frequenzstützung zu nutzen, den Rotor der Anlagen also im Bedarfsfall abzubremesen und dadurch kurzzeitig mehr Energie auszuspeisen als aktuell zur Verfügung steht. In einer Veröffentlichung [109] konnten die Autoren bereits über eine erfolgreiche experimentelle Überprüfung dieser Form der Inertia-Regelung berichten.

Ullah et. a. [110] haben einen Fall untersucht, der auch hier von Interesse ist: Windturbinen werden in einem Netz mit dominanter Erzeugung aus Wasserkraftwerken installiert und müssen sich an der Frequenzstützung beteiligen. Sie schlagen eine Ausspeisung aus der rotierenden Masse vor, jedoch haben sie keine tatsächliche Regelung für die Frequenzstützung in ihrer Simulationsumgebung realisiert, sondern stattdessen erfolgt die Stützung allein zeitgesteuert, was die Kenntnis des Zeitpunktes des Fehlereintritts voraussetzt.

## **6.2 Regleranpassung für die Frequenzstützung**

Damit eine merkliche Frequenzstützung mit Windturbinen möglich wird, muss der verwendete Leistungsregler angepasst werden. Bisher wird in dem vom Lehrstuhl Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg-Essen (EAN) verwendeten Windturbinenmodell ein Leistungsregler abgebildet, bei dem ein schneller Drehmomentenregler die Drehzahl des Rotors einstellt (vgl. Abbildung 6.2). Diese Art der Drehzahlregelung birgt den Nachteil, dass der schnelle Drehmomentenregler in Verbindung mit der nachgeschalteten Multiplikationsstelle (rot markiert in Abbildung 6.2), an der mit der aktuellen Drehzahl die Leistung errechnet wird, zu einer unerwünschten Leistungsabgabe führt, da nicht direkt auf die Leistung geregelt wird. Nichtsdestotrotz wird bei Simulati-

onen, bei denen nicht auf die Frequenz geregelt wird, das Verhalten einer realen Turbine realitätsgetreu abgebildet.

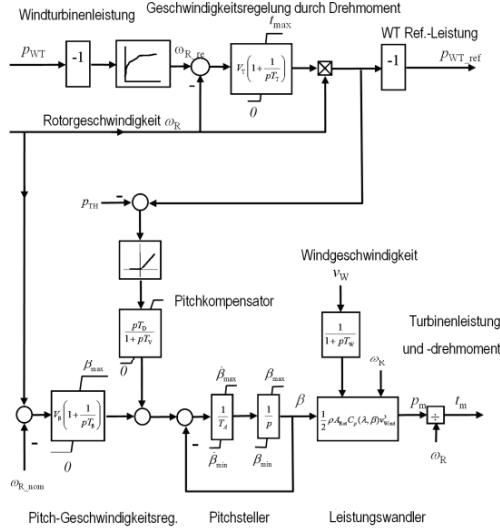


Abbildung 6.2: "Alte" Leistungsregelung mit Energiewandlungsmodell

Daher wird der im Rahmen dieser Studie verwendete Leistungsregelteil umgebaut zu einer echten, direkten Leistungsregelung (Abbildung 6.3), wie sie tatsächlich in Regelungen zum Einsatz kommt.



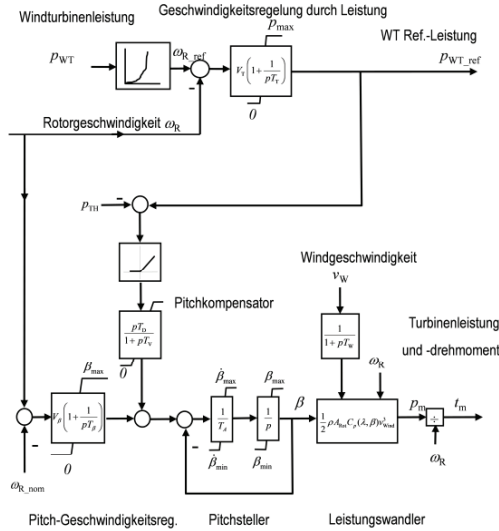


Abbildung 6.3: Angepasste, direkte Leistungsregelung

### 6.3 Verwendetes Testnetz

Für die Untersuchungen zur Frequenzstützung ist das in Abbildung 6.4 gezeigte Testnetz verwendet worden.

Das primärregelte Wasserkraftwerk mit einer Nennleistung von 1300 MW hat eine Leistungsreserve von 15 % (bezogen auf die maximale Wirkleistung). Die Primärregelung weist ein proportionales Verhalten auf, das heißt, im eingeschwungenen Zustand beträgt der Beitrag der Wasserkraftturbine zur Frequenzstützung:

$$\Delta p_{TPR} = -k_{pR} \cdot \Delta f_{p.u.} \quad (117)$$

Der Proportionalitätsfaktor  $k_{pR}$  wurde für die hier modellierte Turbine zu 4,0 p.u. gewählt. Die beiden thermischen Kraftwerke speisen eine konstante Leistung und beteiligen sich somit nicht an der Primärregelung. Sämtliche Synchronmaschinen verfügen über eine Anlaufzeitkonstante  $T_M$  von 10 s. Die Lasten L1 und L2 nehmen beide jeweils eine Leistung von  $(1000+j100)$  MVA auf. Die Leistungsbilanz im Netz wird mit der

Last L3 ausgeglichen. Die Lasten weisen dabei die folgenden Abhängigkeiten von der Frequenz beziehungsweise Spannung auf:

$$P = P_0 \cdot \left( \frac{U}{U_0} \right)^{1.5} \cdot \left( \frac{f}{f_0} \right)^{0.7} \quad (118)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left( \frac{U}{U_0} \right)^{2.7} \cdot \left( \frac{f}{f_0} \right)^{-0.1} \quad (119)$$

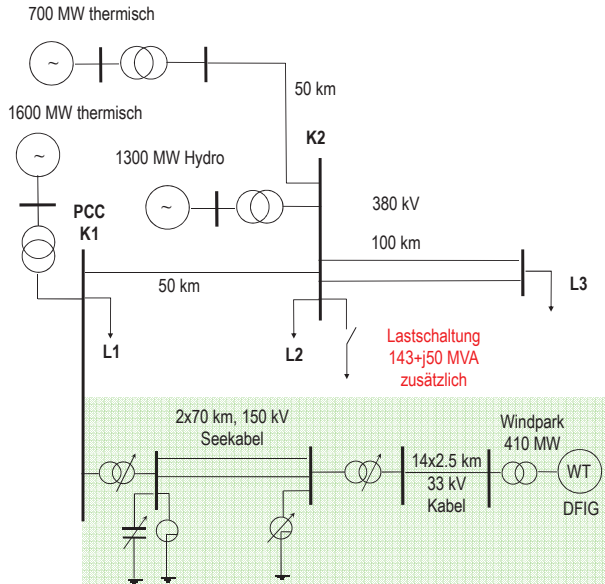


Abbildung 6.4: Verwendetes Testnetz

Der Windpark speist 350 MW Wirkleistung bei einem Leistungsfaktor von 1,0 ein, verfügt jedoch über eine Nennscheinleistung von 470 MVA. Im Netz sind damit bei den ersten, generellen Untersuchungen ca. 10 % Windenergieanteil vorhanden. Der Windpark wird durch ein aggregiertes Modell bestehend aus einer Ersatzmaschine, wind-

parkinternem Netz, 155-kV-Übertragungskabel mit Transformatoren und Kompensationseinrichtungen nachgebildet.

Um die Frequenzantwort des Netzes beziehungsweise des zu testenden Reglerkonzeptes zu überprüfen, wird am Knoten 2 eine Last von  $(143+j50)$  MVA bei  $t_0 = 10$  s dauernd zugeschaltet, was zu einem Frequenzeinbruch führt. Die Tiefe des Einbruchs ist maßgebend für die Beurteilung der Wirksamkeit der Primärregelung. Im konkreten Beispiel ist die Lastschaltung so gewählt worden, dass die Frequenz ohne den Beitrag der Windturbinen auf 49,0 Hz im tiefsten Punkt einbricht.

Die Lasten sind im verwendeten Simulationsprogramm inklusive ihrer Frequenzabhängigkeit modelliert worden. Damit ist sichergestellt, dass die inhärente Frequenzantwort des Netzes (ohne den Einsatz von Primärregelkraftwerken) abgebildet wird.

Darüber hinaus ist für die Windturbinen für die Simulationsdauer von einer konstanten Windgeschwindigkeit ausgegangen worden. Dadurch werden Störungen der Frequenzstützung durch eine von außen veränderte Energiebereitstellung verhindert.

## **6.4 Möglichkeiten der Windturbinen zur Frequenzstützung**

### **6.4.1 Angedrosselte Fahrweise**

Um eine angledrosselte Fahrweise (Frequency Support by Pitch Control – FSPC) zu realisieren, muss in die Pitchregelung der Windturbinen eingegriffen werden.

Die gewünschte Reserveleistung  $\Delta P$  wird in die entsprechende Winkelabweichung  $\Delta\beta_0$  umgerechnet und vor dem Eingang des Pitchreglers abgezogen (vgl. Abbildung 6.5). Dazu ist eine genaue Kenntnis der Maschinenregelung erforderlich, da sichergestellt sein muss, dass die Winkelabweichung für die derzeit herrschende (und auch veränderliche) Wind- und damit häufig auch Rotorgeschwindigkeit ausreichend groß, aber auch nicht zu groß ist.

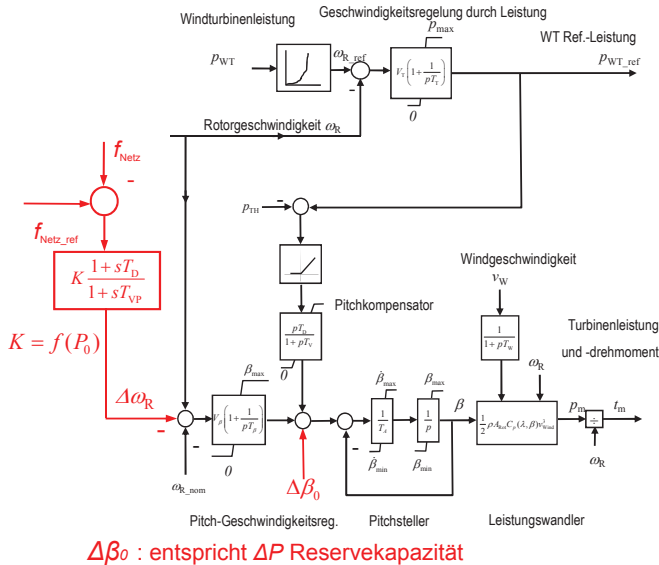


Abbildung 6.5: Modifizierter Regler zur Realisierung einer angedrosselten Fahrweise

Dadurch fahren die Turbinen auch im Teillastbereich mit einem Pitchwinkel ungleich Null und haben somit jederzeit die Möglichkeit, durch Drehen der Rotorblätter zusätzliche Energie zu gewinnen. Wie Abbildung 6.6 zeigt, ist die Frequenzstützung in der Lage die Frequenz gegenüber dem Vergleichsszenario ohne Stützung anzuheben. Die dauerhafte Anhebung nach dem Fehler ist darauf zurückzuführen, dass im Vergleich zum Szenario ohne Beitrag durch die Windenergie etwas mehr (nämlich die durch die WEA zusätzlich zur Verfügung gestellte Energie, Abbildung 6.7) Primärregelleistung im Netz vorhanden ist. Durch die angedrosselte Fahrweise geht dem WEA-Betreiber dauerhaft Einspeiseleistung verloren. Dies wird deutlich in Abbildung 6.8, die den Pitchwinkel der Anlagen in beiden Szenarien zeigt. Für dieselbe Einspeiseleistung wird bei Betrieb mit Androsselung eine höhere Windgeschwindigkeit benötigt. Abbildung 6.8 zeigt auch sehr deutlich, dass der eingesetzte Regler ein proportionales Verhalten aufweist: bei leichter Erholung der Frequenz unmittelbar nach dem Einbruch wird auch der Pitchwinkel wieder vergrößert, da die Abweichung zum Sollwert kleiner wird.

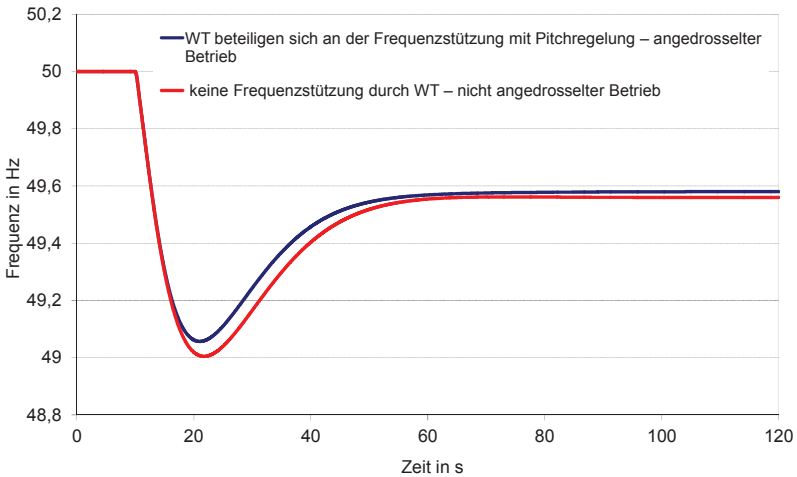


Abbildung 6.6: Frequenzverlauf mit und ohne Pitchregelung der Windturbinen

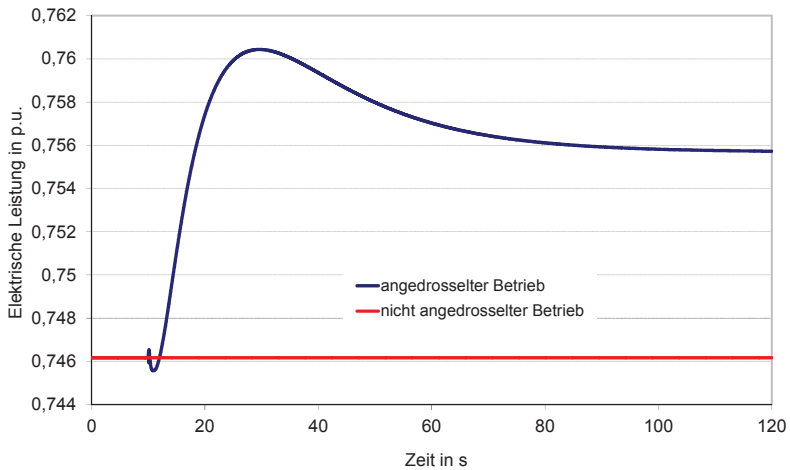


Abbildung 6.7: Leistungsverlauf mit und ohne Pitchregelung der Windturbinen

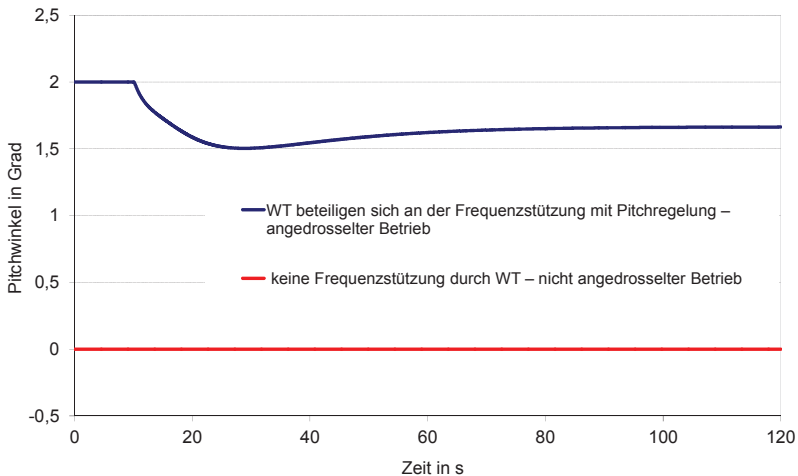


Abbildung 6.8: Vergleich der Pitchwinkel mit und ohne Pitchregelung der Windturbinen

### 6.4.2 Stützung aus der rotierenden Masse, Methode I

Bei der Frequenzstützung aus der rotierenden Masse (Kinetic Energy Control, KEC) wird von der Windturbine kurzzeitig mehr Energie ins Netz gespeist als vom Wind an den Blättern umgesetzt wird. Diese Ausspeisung von kinetischer Energie erfolgt durch geeignete Ansteuerung. Ein möglicher regelungstechnischer Ansatz ist in Abbildung 6.9 dargestellt.

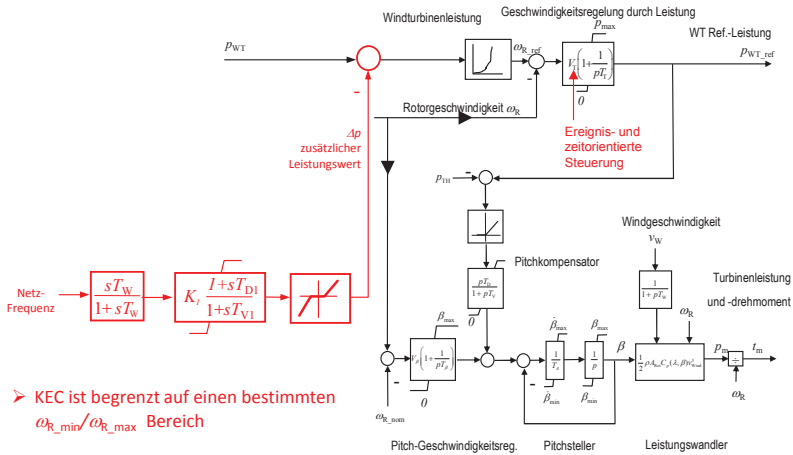


Abbildung 6.9: Regelungsstruktur für Stützung aus der rotierenden Masse I

Die gemessene Netzfrequenz wird dazu über einen sogenannten Wash-Out-Filter geschickt, der im Wesentlichen wie ein Hochpass arbeitet. Der Regler selbst wurde durch ein Vorhaltglied mit Verzögerung, also ein DT1-Glied parallel zu einem PT1-Glied, deren zusammengeführte Signale durch ein Proportionalglied verstärkt werden, realisiert. Das Ausgangssignal wird über ein Unempfindlichkeitsglied geführt und auf den Sollwert am Eingang des Leistungsreglers addiert. Dadurch wird der Sollwert der elektrischen Leistung kurzfristig größer als die Leistung, die der Antriebsstrang mechanisch liefert. Damit dieser erhöhte Sollwert auch tatsächlich zu einer höheren Einspeiseleistung führt, muss für die Zeit, in der die Frequenzstützung aktiv ist, der Drehzahlregler verzögert beziehungsweise gestoppt werden. Der Drehzahlregler arbeitet ansonsten dem erhöhten Sollwert direkt entgegen. Er würde somit die gewünschte Frequenzantwort der Maschine verfälschen wenn nicht vollständig verhindern. Es bedarf daher einer genauen Abstimmung von Frequenzstützung und Drehzahlregler, um eine befriedigende Reaktion der Maschine zu erreichen. Besonders kritisch ist das Wiedereinsetzen beziehungsweise Zurücksetzen des Drehzahlreglers auf die Parameter des ungestörten Be-

triebes. Da der Drehzahlregler über eine relativ große Verstärkung verfügt, kann er bei schlecht abgestimmter Regelung dazu führen, dass die Frequenz beim Ein-/Rücksetzen des Reglers ein zweites Mal einbricht, da die WEA ihre Abgabeleistung, um zu beschleunigen, stark reduziert. Solch ein Verhalten kann vermieden werden, indem zum Beispiel die Verstärkung zunächst stark verringert und nach einer gewissen Zeit über eine Rampe auf den ursprünglichen Wert langsam zurückgefahren wird. Diese Steuerung muss an die Gegebenheiten des Netzes angepasst werden und stellt somit eine Schwachstelle des gesamten Konzepts dar.

Wie Abbildung 6.10 zeigt sind die WEA mit KEC I in der Lage, den Verlauf der Frequenz zu verändern. Für die Simulation ist KEC I in den Windenergieanlagen realisiert und genutzt worden. Das gerechnete Szenario benutzt das eingangs beschriebene Netz mit einem Windenergieanteil von 10 % an der Gesamterzeugung. Die Parameter für die KEC I und die Verstärkung des Drehzahlreglers sind von Hand durch Durchlauf mehrerer Simulationen optimiert worden. Die gefundenen Parameter sind in Anhang 1 beschrieben. Wie der Vergleich mit dem Frequenzverlauf für den nicht angedrosselten Betrieb zeigt, wird der Frequenzeinbruch verringert, die Frequenz bricht nicht so tief ein wie für den Fall ohne Frequenzstützung durch die WEA. Bei Einbruch der Frequenz wird wie geplant die Abgabeleistung der WEA erhöht und damit der Rotor abgebremst.



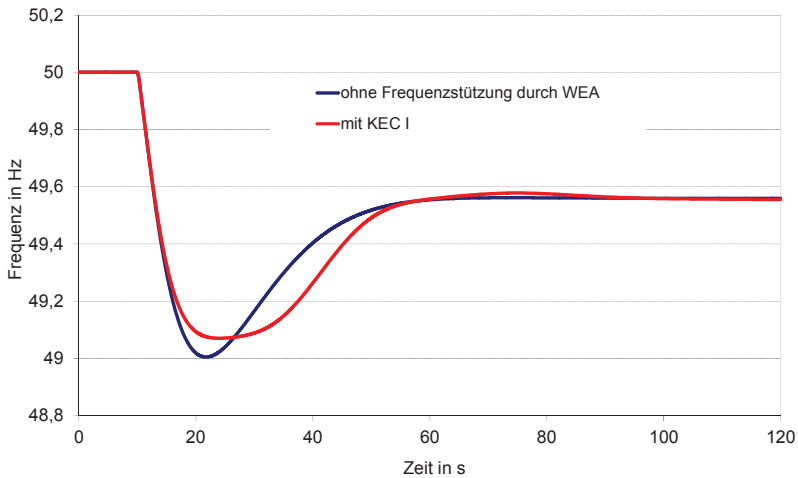


Abbildung 6.10: Frequenzverlauf bei Stützung der WEA mit KEC I

Dies ist in Abbildung 6.11 ersichtlich aus der Differenz zwischen elektrischer und mechanischer Leistung. Am Ende der Frequenzstützung schneiden sich die Kurven der elektrischen und mechanischen Leistung, es wird nun mehr mechanische Energie aufgenommen als elektrische an das Netz abgegeben wird: die Drehzahl „erholt“ sich. Die in der Abbildung grün beziehungsweise rot markierten Flächen zeigen die abbremsende respektive beschleunigende Energie. Der Flächeninhalt muss sich jeweils entsprechen, damit die Maschine am Ende des Vorganges wieder die Drehzahl vor der Störung erreicht.

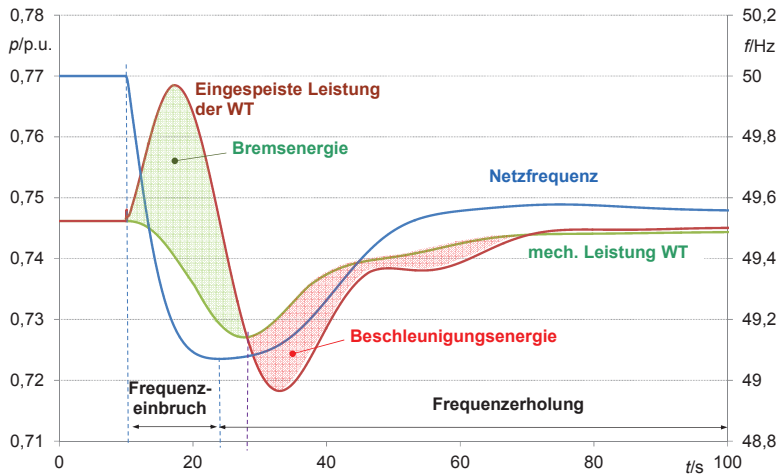


Abbildung 6.11: Frequenz, elektr. Leistung WEA und Antriebsleistung WEA für KE C I

Abbildung 6.12 verdeutlicht dieses Verhalten noch einmal. Am Anfang der Stützung sinkt die Rotordrehzahl ab, korrespondierend dazu sinkt auch die mechanische Leistung, da mit der Drehzahl der Arbeitspunkt auf der  $C_p$ -Kennlinie tiefer rutscht in Richtung geringerer Leistung. Übersteigt die mechanische Leistung wieder die elektrische Leistung fängt die Drehzahl wieder an zu steigen. In der Abbildung ist dieser Bereich entsprechend mit „Aufnahme kinetischer Energie“ gekennzeichnet.

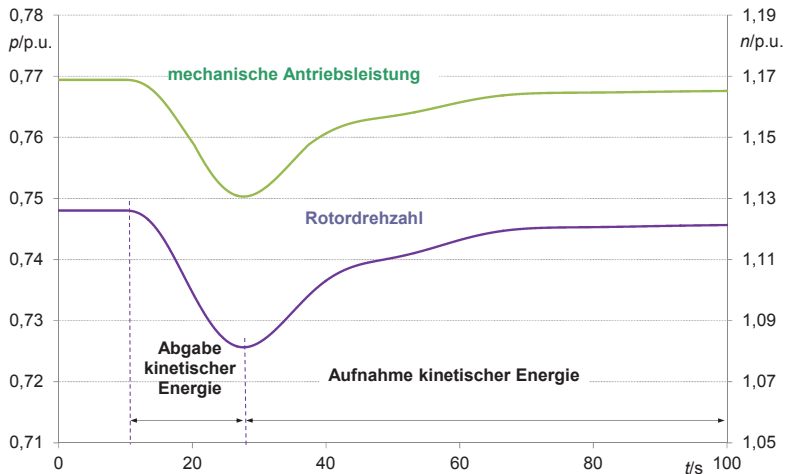


Abbildung 6.12: Mechanische Leistung und Rotordrehzahl bei KEC I

Um zu testen, ob der Regler für alle Netze und alle Betriebszustände geeignet ist wurde das Netz für die im Folgenden vorgestellten Simulationen modifiziert. Zum einen wurde das Trägheitsmoment der Synchrongeneratoren geändert, zum anderen wurde der Anteil der Windenergie an der im Netz vorhandenen Erzeugerleistung erhöht. Die folgenden Szenarien sind zusätzlich simuliert worden (vgl. Abbildung 6.13):

- Trägheitsmoment aller Synchronmaschinen auf 7 s reduziert (Diagramm I)
- Trägheitsmoment aller Synchronmaschinen auf 12 s erhöht (Diagramm II)
- Anteil der Windenergie auf 15 % erhöht (Diagramm III)
- Anteil der Windenergie auf 20 % erhöht (Diagramm IV)

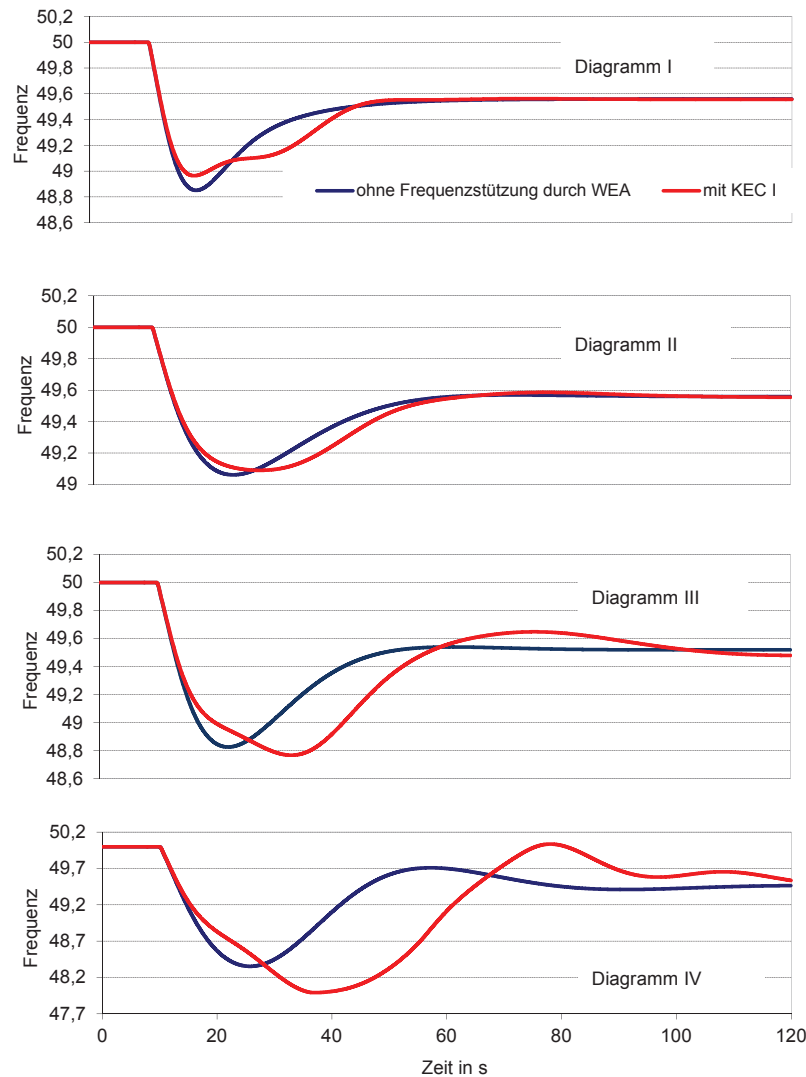


Abbildung 6.13: Vergleich der Simulationen mit geänderten Netzzuständen (I-IV) bei KEC I

Für sämtliche hier gezeigten Szenarien wurden die für den Fall 10 % WEA-Anteil gewonnenen (Abbildung 6.10), nahezu optimalen Parameter benutzt. Eine Verringerung der Trägheit der Synchronmaschinen von 10 s auf 7 s führt noch zu einer Besserung im Vergleich zum Basisszenario. Negativ wirkt sich jedoch die Erhöhung des Windenergieanteils aus: bei 15 % (Anteil der WEA vorher: 10 %, Abbildung 6.10) bricht die Frequenz deutlich tiefer ein als im Basisszenario für den 15 %-Fall (Lastabwurf ist hier nicht berücksichtigt worden), bei 20 %, also doppelter Windenergieleistung verglichen mit dem Fall, für den die Reglerparameter ermittelt wurden, verursachen die Windenergieanlagen neben einem tieferen Frequenzeinbruch auch eine deutliche Schwingung in der Frequenz. Eine Anpassung der Reglerparameter bei Verwendung des vorgestellten Reglers auf die jeweilige Situation ist daher bei erhöhter Windenergieleistung unabdingbar.

Damit die zuvor beschriebene Gefahr von Oszillationen durch schlecht parametrisierte Frequenzregler bei höheren Windenergieanteilen vermieden werden kann, sind zur Parametrierung der Regler Simulationen für höhere WEA-Anteile durchgeführt worden. Es sind in einem ersten Schritt Simulationen mit einem Windenergieanteil von 20 % durchgeführt worden, für die der Frequenzregler (KEC I) parametrisiert worden ist. Die Parametrierung (vgl. Abbildung 6.14) wurde dabei so gewählt, dass sie für die Situation „20 % WEA-Anteil“ den größtmöglichen Effekt zeigt. Mit denselben Parametern sind die Simulationen dann für Szenarien mit geringerem WEA-Anteil wiederholt worden, um zu überprüfen, ob in einem solchen Fall Probleme auftreten und ob der erzielte positive Effekt noch groß genug ist.

Abbildung 6.14 zeigt die optimierte Frequenzantwort für den Fall von 20 % WEA-Anteil an der Erzeugung. Die für diesen Fall ermittelten Parameter sind dann verwendet worden, um nochmals das Szenario mit 10 % WEA-Anteil zu rechnen. In beiden Fällen ist davon ausgegangen worden, dass die Windenergie tatsächlich konventionelle Erzeugung ersetzt, das heißt mit Anhebung der Einspeiseleistung der Windenergie ist die

konventionelle Erzeugung im entsprechenden Maße tatsächlich verringert worden. Die Leistung der konventionellen Primärregelreserve ist dabei konstant geblieben.

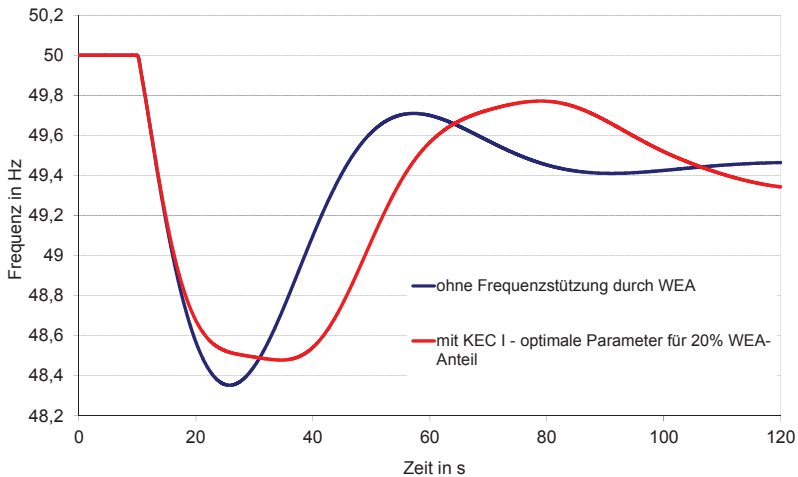


Abbildung 6.14: Optimierte Frequenzantwort für 20 % WEA-Anteil

Abbildung 6.15 zeigt die mit den Simulationen für ein Netz mit 20 % Anteil der Windenergie an der Erzeugerleistung ermittelten Ergebnisse für einen reduzierten Anteil von 10 % der Windenergie. Die ermittelten Parameter haben keine negativen Auswirkungen auf das Verhalten des Netzes, jedoch sind auch die positiven Effekte geringer. Konnten die in Abbildung 6.10 gezeigten für 10 % Windenergieanteil optimierten Reglerparameter die Frequenz im Minimum noch auf 49,1 Hz anheben, so erreichen die hier ermittelten Parameter nur 49,04 Hz, wogegen ohne jeglichen Beitrag der Windturbinen die Frequenz auf 49,0 Hz einbricht. Werden die Parameter der Frequenzstützung für höhere Windenergieanteile angepasst, sinkt der Effekt bei geringeren Anteilen der Windenergie. Schon im hier gezeigten Beispiel für 20 % WEA-Anteil wird deutlich, dass der Nutzen bei 10 % WEA-Anteil vergleichsweise gering ist.

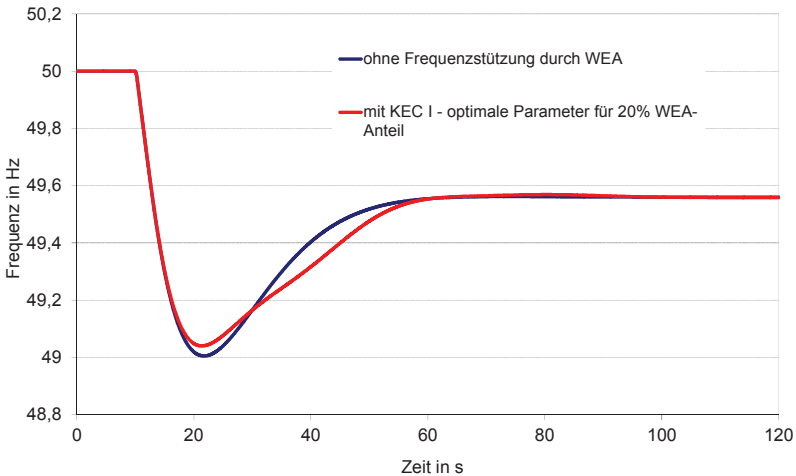


Abbildung 6.15: Frequenzantwort für 10 % WEA-Anteil mit den für den Fall in Abbildung 6.14 ermittelten Parametern

### 6.4.3 Stützung aus der rotierenden Masse, Methode II

Die Frequenzstützung für die KEC I basiert, wie in Abschnitt 6.4.2 erläutert, auf einer gezielten Abbremsung der Rotordrehzahl der Windturbine. Bei diesem Abbremsvorgang wird kinetische Energie an das Netz abgegeben und damit, bei richtiger Parametrierung des Reglers, die Tiefe des Frequenzeinbruchs verringert. Die Leistungs-Drehzahl-Kennlinie (s. Abbildung 6.16) der Windturbine wird damit im ersten Moment in Richtung niedrigerer Drehzahl und damit auch niedrigerer Effizienz, verlassen. Die Maschine muss dann nach Ausspeisung eines Teils ihrer kinetischen Energie und der damit verbundenen Frequenzstützung wieder beschleunigt werden, damit sie wieder einen Arbeitspunkt auf der Kennlinie einnimmt.

Der Ansatz zu Kinetic Energy Control II (KEC II) besteht darin, den Rotor zur Ausspeisung der kinetischen Energie nicht direkt abzubremesen, sondern erst, bei Eintritt des

Fehlers, gezielt zu beschleunigen und dann die zusätzlich gewonnene Energie an das Netz abzugeben.

Dieser Ansatz hat mehrere Vorteile: zum einen wird in nahezu allen Betriebspunkten höherer Drehzahl nach Abbildung 6.16 der Wirkungsgrad der Energieumwandlung durch Verlassen der Kennlinie in Richtung höhere Drehzahlen erhöht. Zum anderen steigt mit höheren Drehzahlen der Inhalt der kinetischen Energie der rotierenden Massen an. Bei gleich bleibender Drehzahldifferenz wäre die Maschine also bei Nutzung der KEC II in der Lage, mehr Energie auszuspeisen als nach KEC I.

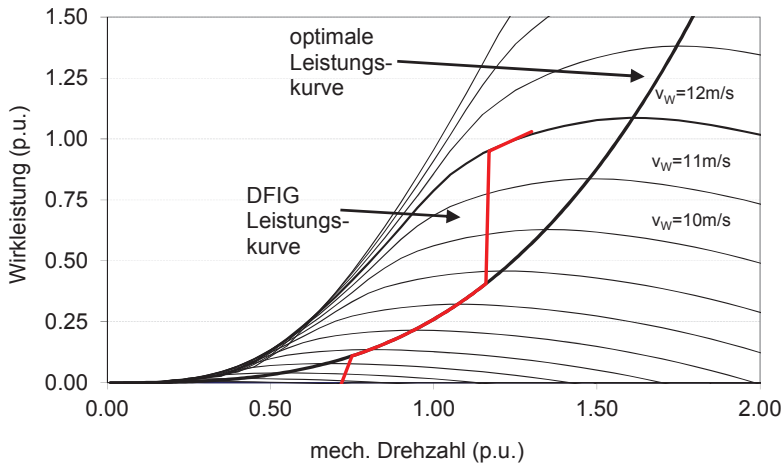


Abbildung 6.16: Leistungs-Drehzahl-Kennlinie einer WEA

Der Hauptvorteil aber ist, dass, geeignete Parametrierung vorausgesetzt, das Netz nicht so stark belastet wird wie bei KEC I. Um die Rotordrehzahl zu erhöhen, wird die Maschine beim Einbruch der Frequenz entlastet, wodurch die Frequenz schneller einbricht als ohne Einsatz der KEC II. Unmittelbar darauf und vor Erreichen des Frequenzminimums wird der Rotor abgebremst und Energie an das Netz abgegeben, wodurch die Tiefe des Frequenzeinbruchs verringert wird. Je nachdem wie viel Energie abgegeben



wurde kann es sein, dass im Anschluss daran wieder eine Erholungsphase zur Beschleunigung des Rotors erforderlich ist.

Die Frequenzstützung wird daher in drei Teile aufgeteilt:

- gezielte Erhöhung der Rotordrehzahl
- Abbremsung des Rotors und Stützung der Frequenz
- gegebenenfalls Erholungsphase: WEA beschleunigt auf Solldrehzahl

Die drei Phasen sind in Abbildung 6.17 graphisch dargestellt.

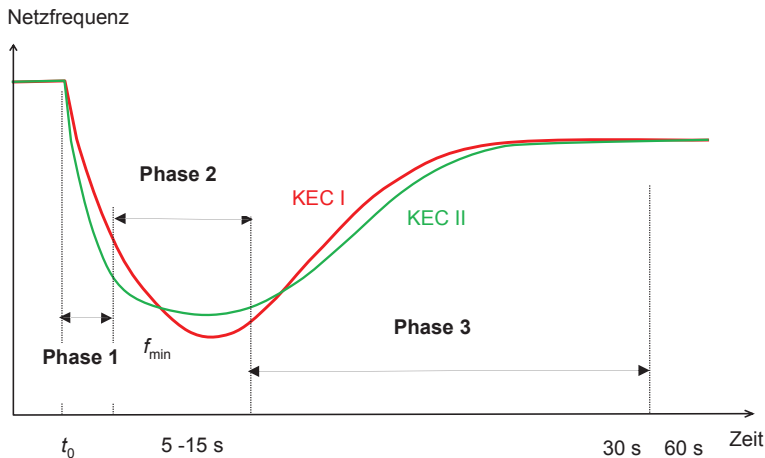


Abbildung 6.17: Graphische Darstellung von KEC II

Abbildung 6.18 zeigt eine mögliche Reglerstruktur zur Realisierung der KEC II. Im Gegensatz zur KEC I muss hier nicht die Verstärkung des Leistungsreglers angepasst werden, die Regelung basiert gerade auf dem Zusammenspiel von (differenzierender) Frequenzstützung und der Leistungsregelung. Im Moment des Frequenzeinbruchs wird aufgrund des umgedrehten Vorzeichens an der Summierstelle der Sollwert der Leistungsregelung nicht erhöht sondern reduziert. Dadurch beschleunigt der Rotor. Auf diese Drehzahlerhöhung reagiert die Leistungsregelung mit einer Anhebung der elektrischen

schen Abgabeleistung, es wird also mehr Energie an das Netz abgegeben und damit dem Frequenzeinbruch entgegengewirkt. Die Frequenzstützung II wirkt daher nur indirekt auf eine Erhöhung der Abgabeleistung.

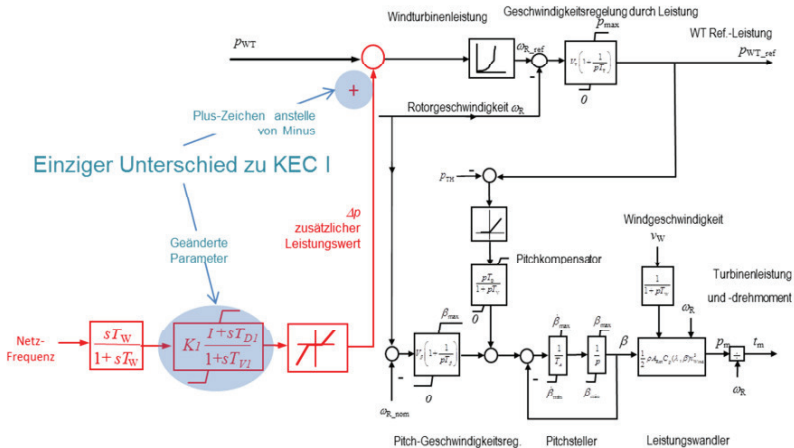


Abbildung 6.18: Regelungsstruktur für Stützung aus der rotierenden Masse II

Abbildung 6.19 zeigt einen Vergleich der Frequenzverläufe KEC I und KEC II. Für die Simulation ist KEC I und KEC II in den Windenergieanlagen realisiert und genutzt worden. Das gerechnete Szenario benutzt das eingangs beschriebene Netz mit einem Windenergieanteil von 10 % an der Gesamterzeugung. Die Parameter für die KEC II und die Verstärkung des Drehzahlreglers sind von Hand durch Durchlauf mehrere Simulationen optimiert worden. Die gefundenen Parameter sind in Anhang I beschrieben. Für KEC I sind die schon für Abbildung 6.10 ermittelten und beschriebenen Parameter benutzt worden. Auch bei KEC II wird die Tiefe des Frequenzeinbruches im Vergleich zum Basisszenario ohne Frequenzstützung durch WEA verringert, sogar stärker als beim Einsatz von KEC I. Allerdings bricht bei Beginn des Fehlers die Frequenz schneller ein als im Vergleichsszenario ohne Frequenzstützung mit WEA (vgl. Abbildung 6.19). Dies ist jedoch, wie bereits erläutert, bei Einsatz der KEC II beabsichtigt und Teil des Reglerkonzeptes. Die Parameter für den Regler KEC II sind für den hier gezeigten

Fall durch wiederholten Durchlauf der Simulation manuell optimiert worden. In der gezeigten Simulation konnte der Regler bei KEC II so parametrisiert werden, dass nahezu keine Erholungsphase auftritt. Daher ist auch der Frequenzverlauf nach Erreichen des Frequenzminimums gegenüber dem Vergleichsszenario nur leicht verändert.

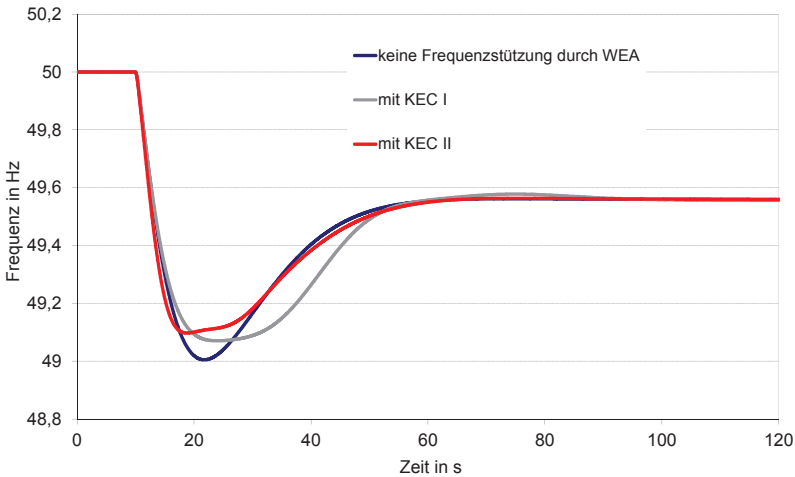


Abbildung 6.19: Vergleich der beiden Methoden KEC I und KEC II anhand des Frequenzverlaufs

Abbildung 6.20 zeigt einen Plot der mechanischen Antriebsleistung, elektrischen Abgabeleistung und der Netzfrequenz für den Einsatz der KEC II bei einem WEA-Anteil von 10 % (derselbe Fall wie in Abbildung 6.10). Durch die Reduktion der elektrischen Abgabeleistung bei Beginn des Frequenzeinbruchs wird der Rotor entlastet und beschleunigt dadurch. Dazu ist keine Neuparametrierung der Leistungsregelung erforderlich. Sobald der Leistungs-Drehzahl-Regler aktiv wird, speist die Maschine mehr Leistung als vor der Störung in das Netz ein. Dadurch wird die Tiefe des Frequenzeinbruchs verringert. Die Regelung verursacht mit den hier genutzten Parametern kaum eine Ab-

bremsung des Rotors unter die Ausgangsdrehzahl, so dass der Rotor nach der Frequenzstützung auch kaum beschleunigt werden braucht.

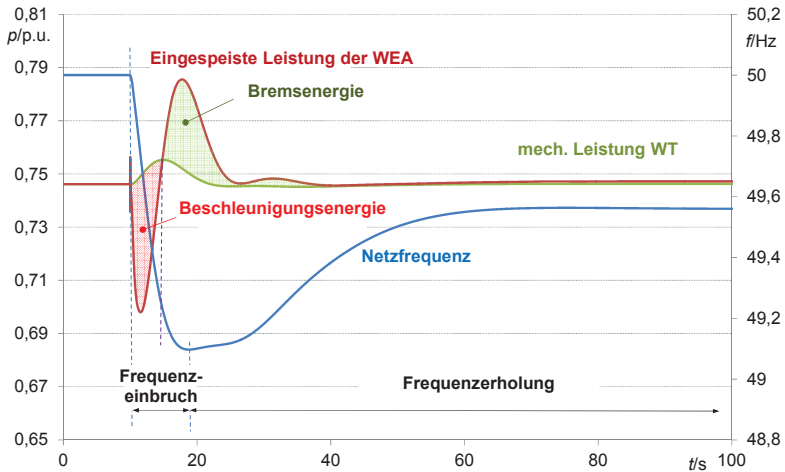


Abbildung 6.20: Frequenz, elektr. Leistung WEA und Antriebsleistung WEA für KEC II

Verdeutlicht wird dieses Verhalten durch Abbildung 6.21, die die mechanische Leistung und Rotordrehzahl der Windturbinen für das gerechnete Szenario zeigt. Die Drehzahl sinkt kaum unter die Ausgangsdrehzahl, so dass der Rotor auch nahezu nicht beschleunigt werden braucht.

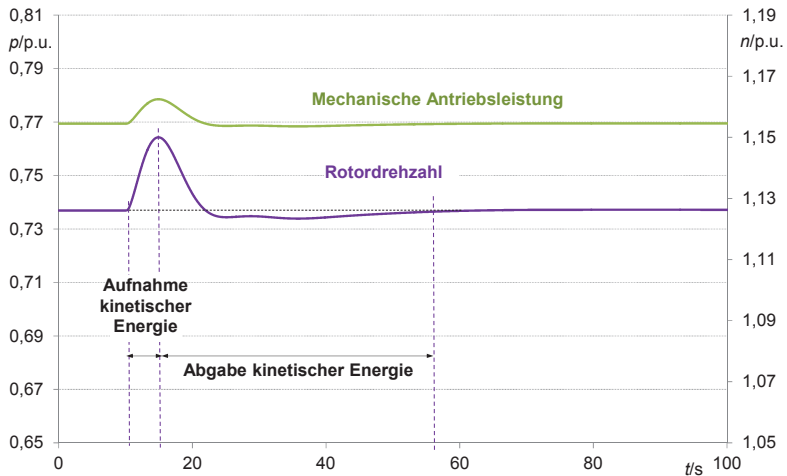


Abbildung 6.21: Mechanische Leistung und Rotordrehzahl bei KEC II

Für die Regelung nach KEC II sind, wie schon für KEC I, Versuche mit anderen Netzparametern durchgeführt worden. Zum einen wurde das Trägheitsmoment der Synchrongeneratoren geändert, zum anderen wurde der Anteil der Windenergie an der im Netz vorhandenen Erzeugerleistung erhöht. Die folgenden Szenarien sind zusätzlich simuliert worden (vgl. Abbildung 6.22):

- Trägheitsmoment aller Synchronmaschinen auf 7 s reduziert (Diagramm I)
- Trägheitsmoment aller Synchronmaschinen auf 12 s erhöht (Diagramm II)
- Anteil der Windenergie auf 15 % erhöht (Diagramm III)
- Anteil der Windenergie auf 20 % erhöht (Diagramm IV)

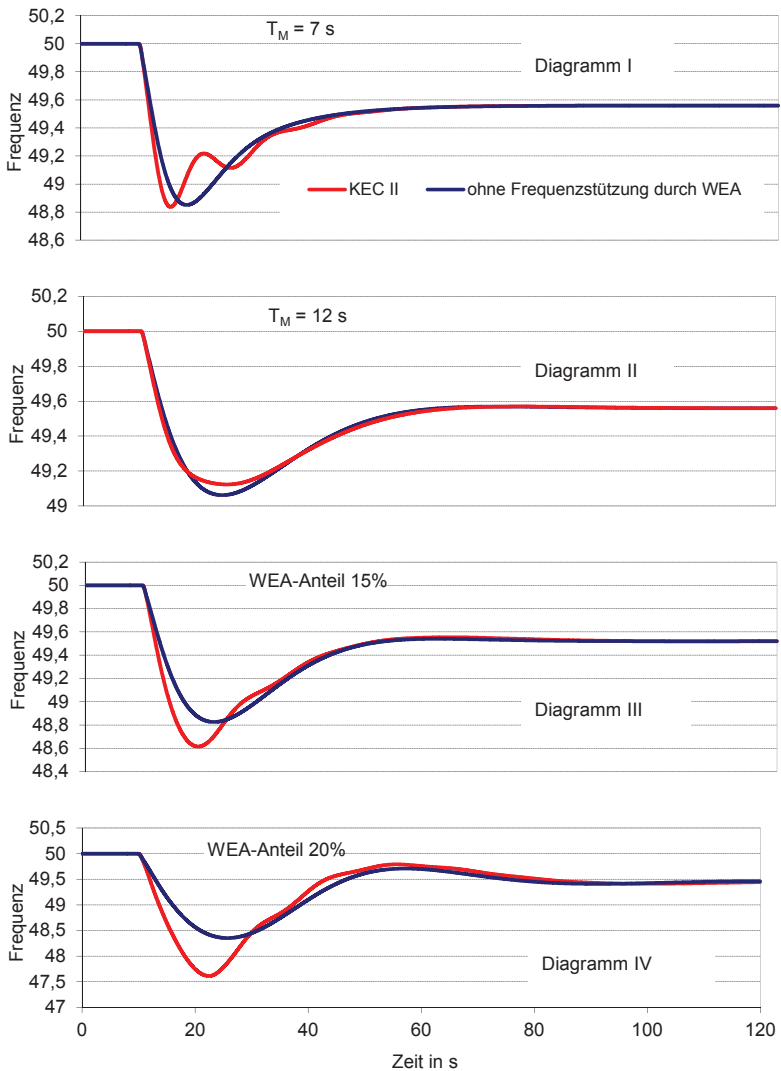


Abbildung 6.22: Vergleich der Simulationen mit geänderten Netzzuständen (I-IV) bei KEC II

Auch hier hat die Reduktion beziehungsweise Vergrößerung der mechanischen Zeitkonstante (7 s bzw. 12 s) der Synchronmaschinen kaum Auswirkungen auf die Netzfrequenz. Bei Reduktion der Zeitkonstante auf 7 s bricht die Frequenz schneller ein als im Vergleichsszenario, dafür ist die Zeitdauer des tiefen Frequenzeinbruches verkürzt. Dagegen ist KEC II bei einer Zeitkonstante von 12 s in der Lage, die Tiefe des Frequenzeinbruches zu verringern. Ähnliche Ergebnisse zeigten sich schon für KEC I (Abbildung 6.13). Es zeigt sich weiterhin, dass im Gegensatz zum ersten Regelansatz (KEC I) die Netzfrequenz bei 20 % Windenergieanteil nicht so stark schwankt. Jedoch zeigt sich auch KEC II empfindlich gegenüber erhöhten Windenergieanteilen: die Frequenz bricht dann stärker ein als im Vergleichsszenario.

Um zu überprüfen, ob für die KEC II Parameter gefunden werden können, die sowohl für einen Anteil der Windenergie von 20 % an der gesamten vorhandenen Erzeugung als auch für jeden geringeren Anteil geeignet sind, sind zunächst wieder möglichst optimierte Parameter für den Fall „20 % Windenergieanteil“ ermittelt worden.

Abbildung 6.23 zeigt die Frequenzantwort des Netzes mit einer deutlichen Verbesserung der Minimalfrequenz von 48,35 Hz auf 48,55 Hz. Dabei ist in den durchgeführten Simulationen Lastabwurf nicht modelliert worden. Nach den Vorgaben der Netzbetreiber würde bereits bei Unterschreitung von 49 Hz die erste Stufe des Lastabwurfs aktiv werden. Wie schon für die KEC I sind die in der oben gezeigten Simulation gefundenen Parameter dann benutzt worden, um im selben Netz Untersuchungen mit verringerter Windenergieeinspeisung durchzuführen.

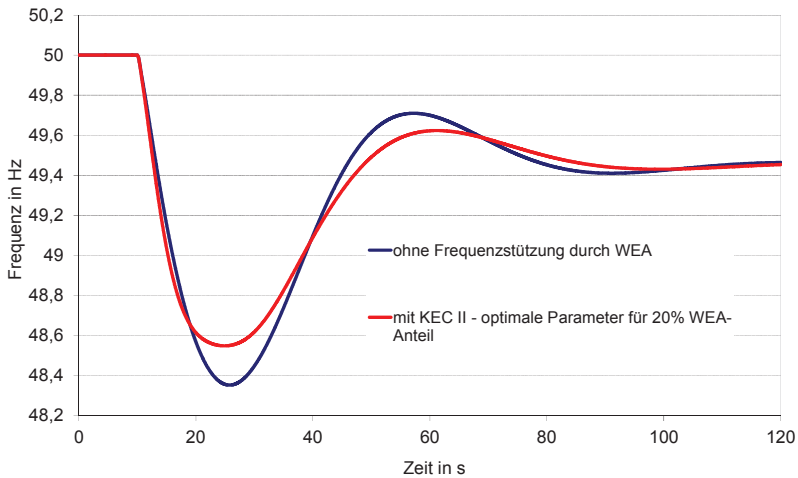


Abbildung 6.23: Frequenzantwort bei 20 % Windenergieanteil für KEC II (optimierte Parameter)

Abbildung 6.24 zeigt die entsprechende Frequenzantwort bei 10 % Windenergieeinspeisung. Hier ist deutlich zusehen dass KEC II den Frequenzeinbruch beschleunigt, in der Folge jedoch die Minimalfrequenz anhebt. Dabei ist ähnlich wie bei KEC I der positive Effekt der Frequenzstützung hier nur noch schwach ausgeprägt: die Frequenz bricht bei Stützung auf 48,88 Hz ein, ohne Beitrag der Windenergie bricht sie auf 48,85 Hz ein.



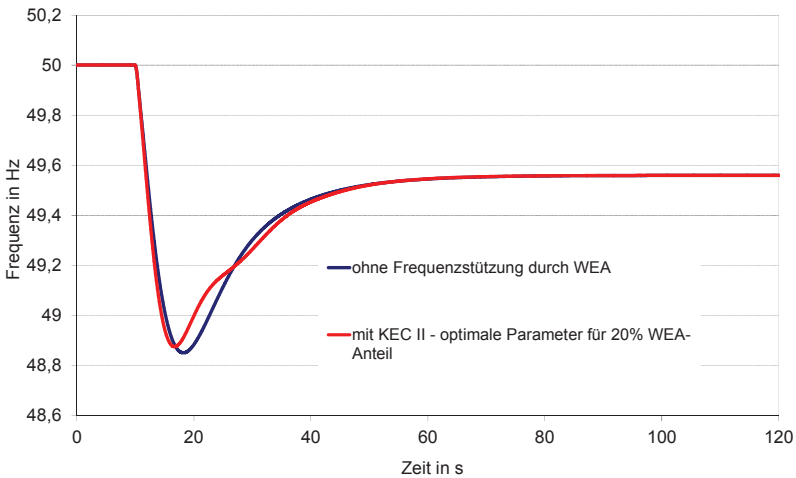


Abbildung 6.24: Frequenzantwort für 10 % WEA-Anteil mit den für den Fall in Abbildung 6.23 ermittelten Parametern

#### 6.4.4 Zusammenfassung zu den Methoden der Frequenzstützung mit Windturbinen

Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass die vorgestellten drei unterschiedlichen Regleransätze zur Stützung der Netzfrequenz durch Windturbinen geeignet sind, dass erstrebte Ziel zu erreichen.

Damit steht das erste vorgestellte Konzept, die angedrosselte Fahrweise (FSPC) der WEA, ein wenig abseits der anderen beiden Konzepte zur Stützung der Netzfrequenz aus der rotierenden Masse. Bei Einsatz eines Proportionalreglers in der FSPC kann die Verstärkung des Reglers direkt mit der schon vorhandenen konventionellen Primärregelung abgestimmt werden. Auch konventionelle, primär geregelte Kraftwerke setzen ausschließlich Proportionalregler ein.

Eine angedrosselte Fahrweise führt zu einer effektiven Erhöhung der vorhandenen Primärregelleistung. Dieses Regelkonzept ist aber vermutlich bei der derzeitigen Vorgabe

der zu jedem Zeitpunkt maximalen Einspeiseleistung von Generatoren, die aus erneuerbaren Energiequellen gespeist werden, nicht durchsetzbar.

Die beiden anderen Regelkonzepte zur Stützung der Frequenz aus der rotierenden Masse gewähren dagegen eine Frequenzstützung ohne in den Energieertrag der Anlagen einzugreifen. Bei einem Frequenzeinbruch im Netz, durch beispielsweise plötzlichen Generatorverlust, ist nicht so sehr die Geschwindigkeit des Frequenzeinbruchs entscheidend als vielmehr seine Tiefe. Ziel muss es daher sein, die Tiefe des Frequenzeinbruchs nach Möglichkeit zu verringern.

Dazu sind zwei unterschiedliche Reglerkonzepte vorgestellt worden, die beide einen Regler mit differenzierendem Anteil nutzen, um das gegebene Ziel zu erreichen. Wenn der Netzaufbau und die Parameter der Netzelemente (Generatoren und Lasten) bekannt sind, ist es möglich, die Parameter der Frequenzstützung aus der rotierenden Masse auf dieses Netz zu optimieren. Bei der Sensitivitätsanalyse, also der Betrachtung wie der gefundene Parametersatz des Reglers sich bei anderen Netzparametern verhält, zeigt sich die Empfindlichkeit des gewählten Ansatzes. Beide Konzepte sind bei höheren WEA-Anteilen als bei Auslegung und Abstimmung der Netzelemente geplant nicht unproblematisch, da sie im Fehlerfall den Frequenzverlauf im Vergleich zum Fall ohne Stützung durch WEA sogar negativ beeinflussen können. Diesem Problem kann mit einer Anpassung der Parameter für einen größeren WEA-Anteil begegnet werden. Die Regler zeigen dann aber naturgemäß bei kleineren WEA-Anteilen einen verringerten Einfluss auf den Frequenzverlauf. Es ist daher nicht sinnvoll, die Parameter der KEC-Regelungen für einen zu großen WEA-Anteil einzustellen, da dann der Einfluss der Stützung zu klein wird.

## 7 Zusammenfassung

Der wissenschaftliche Beitrag dieser Arbeit gliedert sich in drei größere Themenbereiche. Als Erstes wurde relativ früh während der Tätigkeit im Fachbereich Elektrische Anlagen und Netze zum ersten Mal ein adaptiver Partikelschwarmalgorithmus zur Optimierung des Blindleistungshaushalts eines Hochseewindparks eingesetzt. Dabei wurde die Drehstromnetzanbindung in die Optimierung des Blindleistungsfahrplans am Netzanschlusspunkt mit einbezogen. Es konnte gezeigt werden, dass der Einsatz dieses Optimierungswerkzeugs es ermöglicht, das globale Minimum und Maximum (je nach Optimierungsziel) schnell und zuverlässig zu ermitteln. Derselbe Algorithmus wurde anschließend zur Optimierung der Blindleistungsfahrweise (Optimierungsziel war die Verlustminimierung) eines herkömmlichen, ländlichen Mittelspannungsnetz mit Windenergieeinspeisung eingesetzt. Dadurch wurde gezeigt, dass der Algorithmus universell zur Lösung von Lastflussoptimierungsproblemen einsetzbar ist. Er konvergiert schneller als andere, bisher bekannte Optimierungsalgorithmen und identifiziert zuverlässig das globale Minimum beziehungsweise Maximum.

Bereits in der Vergangenheit war anderen Autoren von wissenschaftlichen Veröffentlichungen aufgefallen, dass bei Kurzschlussuntersuchungen an Windparks Effekte auftreten können, die dem von Synchronmaschinen bekannten Durchschlüpfen ähnlich sind. Im Rahmen dieser Arbeit wurden diese Effekte untersucht. Dabei wurde zum ersten Mal die Grundlage dieses Verhaltens beschrieben und theoretisch hergeleitet. Durch diese neuen Erkenntnisse ist es empfehlenswert, die Netzanschlussbedingungen anzupassen. Beim bisherigen Stand der Netzanschlussregeln (s. zum Beispiel SDLWindV, BGBI. 2009 I S. 1734) wird Wirkstromreduktion nur zur Sicherung der Stabilität der Windenergieanlagen zugelassen. Es können aber Situationen auftreten, in denen die Stabilitäterhaltung eine Reduktion des Wirkstroms des Windparks erfordert. Bei zukünftigen Revisionen der Netzanschlussbedingungen sollte eine entsprechende Ausnahme geschaffen werden.

Als weiterer wissenschaftlicher Beitrag wurde, aufbauend auf anderen wissenschaftlichen Veröffentlichungen, eine alternative Regelung zur Erhöhung des Beitrags zur Primärregelung durch Windturbinen entwickelt. Bereits in der Vergangenheit wurde ge-

zeigt, dass durch Eingriff in die Pitchregelung der Windenergieanlagen die Möglichkeit zur Vorhaltung von Regelleistung besteht. Bei dieser Methode wird jedoch dauerhaft ein Teil der zur Verfügung stehenden Windenergie nicht genutzt und geht verloren. Daher wurde eine neuartige Regelung entwickelt, die durch optimierte Parametrierung der schnellen Regelung der Windturbinen den Rotor der Windturbine während des Frequenzrückganges entlastet. Dadurch erhöhen sich die Rotordrehzahl und damit die gespeicherte Rotationsenergie. Wird die Regelung optimal eingestellt, kann diese vermehrte Energie zum richtigen Zeitpunkt, kurz vor Erreichen des Frequenzminimums, wieder ausgespeichert werden. Das führt dazu, dass die Frequenzabweichung verringert wird und die Netzfrequenz sich schneller erholt als ohne die neu entwickelte Regelung. Zum Einsatz dieser Regelung bedarf es allerdings genauer Kenntnisse über die Zusammensetzung des Netzes und insbesondere der eingesetzten Synchronmaschinen, wie eine durchgeführte Sensitivitätsanalyse nahe gelegt hat.

---

## 8 Ausblick

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sind einige, bei der Integration von großen Windenergieleistungen in das elektrische Verbundnetz auftretende Herausforderungen aufgezeigt worden. Für jede der vorgestellten Herausforderungen sind, nach eingehender Analyse, Lösungsvorschläge erarbeitet und vorgestellt worden. Diese Lösungsvorschläge sind in Netzsimulationen in Beispielnetzen, die mit realitätsnahen Parametern ausgestattet waren, validiert worden. Es zeigte sich, dass diese Herausforderungen, so tiefgreifend sie auch auf den ersten Blick erscheinen mögen, sich doch lösen lassen. Teilweise sind dazu neue, innovative Ansätze erforderlich, wie sie bisher im klassischen, durch konventionelle Kraftwerke geprägten Netzbetrieb, nicht üblich waren. Als Beispiel sei hier die Möglichkeit genannt, Windturbinen auch bei keiner Einspeisung von Wirkleistung im reinen Phasenschieberbetrieb, also als STATCOM, laufen zu lassen.

Durch die Verabschiedung der Novelle 2011 des Atomgesetzes [111] wird Deutschland bis zum Jahr 2022 vollständig aus der Stromerzeugung durch Fissionskraftwerke aussteigen. Im Jahr 2010 betrug der Anteil der Kernkraftwerke an der Bruttostromerzeugung 22,5 % [112]. Nach dem Willen der Bundesregierung soll dieser Anteil durch die Erneuerbaren Energien, und hier insbesondere der Windkraft, aufgefangen werden. Bisher werden Leistungsungleichgewichte durch die volatil einspeisenden erneuerbaren Energien im deutschen Verbundnetz durch Leistungstransite mit den Nachbarländern ausgeglichen. Bei dem geplanten Zubau der volatilen Erzeugung, die in ähnlicher Form auch in den anderen europäischen Ländern stattfinden wird, werden die Möglichkeiten zu diesem Austausch in Zukunft geringer werden. Um trotzdem das Leistungsgleichgewicht im Netz zu wahren, wird daher der Bedarf nach Speichern steigen. Das Beispiel Costa Rica zeigt, dass bei geeigneten Ressourcen die Bereitstellung großer Speicher den Ausbau der Windenergie vereinfacht. Für Deutschland gibt es diese Möglichkeit nicht, weswegen viele Hoffnungen in Batteriesysteme gesetzt werden. Auch diese Batterien werden über elektronische Wechselrichtersysteme mit dem Netz verbunden werden, womit die rotierende Masse weiter abnimmt.

Damit ergibt sich als weitere, zukünftige Herausforderung der Betrieb eines nahezu trägheitslosen Netzes. Das bedeutet, dass die Frequenz nur noch eine geringe bis keine Information darüber darstellt, wie das Leistungsgleichgewicht im Verbundnetz aussieht. Die Deutsche Bahn, die bereits viele Einspeisungen in ihrem 16,7 Hz-System mit statischen Frequenzumformern ausgerüstet hat, kennt Ansätze der daraus folgenden Effekte bereits aus Schwachlastzuständen im Netz.

Neben diesen technischen Problemen bietet die steigende Kraftwerkskapazität aus Erneuerbaren Energien aber auch große Vorteile. Herausragend ist dabei sicherlich die Schaffung einer CO<sub>2</sub>-armen Energiebereitstellung, die angesichts des immer stärkeren Auswirkungen entwickelnden Klimawandels immer dringlicher erscheint.

Die umrichter gespeisten Generatoren bieten neue, bisher nicht mögliche Betriebsweisen des Netzes. Durch ihre schnelle und stabile Regelung können sie dazu beitragen, Polradpendelungen der Synchronmaschinen aktiv zu dämpfen. Sie wirken damit stabilisierend auf das Verbundsystem. Neben dem schon angesprochenen STATCOM-Betrieb im Stillstand bietet die verteilte Erzeugung auch die Möglichkeit, die Mittelspannungsnetze besser zu regeln und Übertragungsverluste zu vermeiden.

Insgesamt zeigt sich ein sehr vielschichtiges Bild der Herausforderungen und Möglichkeiten der zukünftigen Energieversorgung. Die elektrische Energietechnik wird damit auch in Zukunft ein interessantes und spannendes Themenfeld bleiben.

## Anhang 1

	FSPC	KEC I		KEC II		Kommentar
	-	10%	20%	10%	20%	Optimale Parameter für WEA-Anteil
K	2.0 p.u.	-	-	-	-	Verstärkung PROP-Regler
$\Delta\beta_0$	2°	-	-	-	-	Offset Pitchregler
$T_W$	-	100 s	100 s	100 s	100 s	Zeitkonstante Wash-Out-Filter
$T_d$	-	8 s	1 s	8 s	8 s	1. Zeitkonstante PDT1-Glied
$T_1$	-	10 s	10 s	0.5 s	0.5 s	2. Zeitkonstante PDT1-Glied
$K_1$	-	8 p.u.	5 p.u.	5 p.u.	2.5 p.u.	PROP-Anteil Frequenzstützung
$V_T$	4 p.u.	0.9 p.u.	0.9 p.u.	4 p.u.	4 p.u.	Verstärkung Drehzahlregler





## Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energieagentur, „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore für die Jahre 2020-2025“, Köln, 2010.
- [2] Deutsche Energieagentur, „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025“, Köln, 2010.
- [3] EWEA, „TradeWind – Integrating Wind“, Final Report, Brüssel, Februar 2009.
- [4] ENTSO-E, „European Wind Integration Study (EWIS)“, Final Report, Brüssel, März 2010.
- [5] R. Hoffmann, “A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy capture”, Dissertation, TU Darmstadt, Darmstadt, 2002.
- [6] H. Müller, M. Pöller, A. Basteck, M. Tilscher, J. Pfister, „Grid Compatibility of Variable Speed Wind Turbines with Directly Coupled Synchronous Generator and Hydro-Dynamically Controlled Gearbox“, Sixth Int’l Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, 26–28 October 2006, Delft, NL.
- [7] N. Erdmann, “Die Offshore-Windenergieanlage Multibrid M5000”, Erneuerbare Energien 10/2004, S. 32-34.
- [8] EWEA, „Wind Energy – The Facts“, Volume 1: Technology, S.24, [www.ewea.org](http://www.ewea.org), March 2009.
- [9] S. Müller, M. Deicke, R. W. De Doncker, „Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor“, IEEE World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy, 8.-13. Oktober 2000, Rome, IT.
- [10] Semikron, „SEMISTACK Wind/Solar inverter“, [www.semikron.de](http://www.semikron.de), Nürnberg, 2012.
- [11] Semikron, „Applikationshandbuch IGBT- und MOSFET-Leistungsmodule“, Kap. 1.2.2, [www.semikron.de](http://www.semikron.de), Nürnberg, 2010.

- [12] Yohanan, T.G. et alt., "Systems and Methods for Reducing Distortion in a Power Source Using an Active Harmonics Filter", U.S. Patent Application No. 20090243398, www.uspto.gov, 1. Oktober 2009.
- [13] Erlich, I., Kretschmann, J., Fortmann, J., Mueller-Engelhardt, S., Wrede, H., „Modeling of Wind Turbines Based on Doubly-Fed Induction Generators for Power System Stability Studies“, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 22 , Issue 3, S. 909 ff., Atlanta, USA, Aug. 2007.
- [14] Bonfert, K., "Betriebsverhalten der Asynchronmaschine", Springer Verlag, Wien, 1962.
- [15] Fischer, R., „Elektrische Maschinen“, 11. Auflage, Hanser Verlag, München, 2001.
- [16] Erlich, I., Skript zur Vorlesung „Windenergie - Generatoren“, Vorlesungsskript, Universität Duisburg-Essen, Duisburg, 2007.
- [17] Oeding, D., Oswald, B. R., "Elektrische Kraftwerke und Netze“, 6. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2004.
- [18] Heier, S., „Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung“, Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2009.
- [19] Agena, J., Carstensen, H., „Netzanbindung Offshore-Windparks in Schleswig-Holstein“, E.on Offshore Trassenplanung GmbH, Hannover, 2004.
- [20] van de Sandt, R., Löwen, J., Erlich, I., "Optimale Sternpunktbehandlung in Offshore-Windparks“, ETG-Fachtagung Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen, Dresden, Januar 2009.
- [21] Hofmann, L., „Netzanbindung und Netzintegration von Offshore-Windparks“, Vortrag, ForWind, 2010.
- [22] [https://www.allianz.com/de/presse/newsdossiers/klima\\_und\\_energie/news\\_2007-12-03.html](https://www.allianz.com/de/presse/newsdossiers/klima_und_energie/news_2007-12-03.html)
- [23] DIN EN 50160, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Europäische Norm, Beuth Verlag.

- 
- [24] C-Power, Wind Farm Thorntonbanks, “Energy transport between the wind turbines”, [http://www.c-power.be/English/energy\\_transport/tussenturbines.html](http://www.c-power.be/English/energy_transport/tussenturbines.html), Dez. 2010.
- [25] Alpha Ventus, “Anlagen & Technik”, <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=43>, Dez. 2010.
- [26] Beck, H. P., „Energiesysteme“, Vorlesungsskript, TU Clausthal, Clausthal, 2000.
- [27] IEC 60287, Electric cables – Calculation of the current rating, International Electrotechnical Commission.
- [28] Brakelmann, H., “Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?“, Studie, Rheinberg, 2004.
- [29] Brakelmann, H., Richert, F., „Bemessung der Energiekabel zur Netzanbindung von Offshore-Windfarmen“, ew, Heft 4/2004, S. 56-59, 2004.
- [30] Götz, W., „Offshore Herausforderung und Chancen“, Vortrag, 1. Windenergieabend in Stuttgart, 2010-01-28, Stuttgart.
- [31] REpower Systems, Produktprospekt REpower MM82, Rendsburg, 2010.
- [32] Schäfer, M., Feser, K., Cardillo, E., “Thermisches Verhalten und Überlastbarkeit von Leistungstransformatoren”, Micafil Symposium, Stuttgart, 2004.
- [33] Nexans, „Starkstromkabel 1-30 kV“, Ausgabe 2010, Hannover, 2010.
- [34] DIN VDE 0276-1000, „Starkstromkabel Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines Umrechnungsfaktoren“, Juni 1995.
- [35] ENTSO-E, „UCTE Operational Handbook“, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, UCTE, 2009-03-19.
- [36] Umweltbundesamt, “Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland”, Dessau, 2010.
- [37] VDE, “VDE Netzkarte: Das deutsche Hochspannungsnetz auf einen Blick”, VDE FNN, Frankfurt, 2010.
-

- [38] Oswald, B. R., „Offshore-Windparks – Neue Herausforderung für die Hochspannungs-Übertragungstechnik“, Hannover, 2004.
- [39] Sobottka, M., „Kabeltrassen für Offshore-Windenergieparks in Schutzgebieten des niedersächsischen Küstenmeeres“, Vortrag, Fachgespräch "Verlegung von Seekabeln zum Netzanschluss von Offshore Windparks in Schutzgebieten im Meer", 20. - 21. Juni 2006, Bremen
- [40] Shaw, M.T., Shaw, S.H., “Water Treeing in Solid Dielectrics,” IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Magazine, Vol. 19, S. 419-452, 1984.
- [41] Siehe entsprechende Produktkataloge von NKT Cables, Nexans und anderen Herstellern.
- [42] Oswald, B. R., „Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz“, ForWind, Oldenburg, 2005.
- [43] Koch, H., Pöhler, S., Schmidt, S., „Vorteile der Energieübertragung mit gasisolierten Leitern (GIL)“, etz, Heft 6/2002, S. 38-43.
- [44] Koch, H., Wendt, F., Hofmann, L., e. a., „Netzanbindung von Offshore-Windparks - Machbarkeitsstudie zur Anwendung von Power Transmission Pipelines (PTP®)“, Hannover, Hannover, München, 2009.
- [45] Larruskain, D. M. et altera, „Transmission and distribution networks: AC versus DC“, Bilbao, 2005.
- [46] Görner, R., „Netzintegration mittels HVDC Light – eine nachhaltige Lösung“, ABB, Mannheim, 2009.
- [47] European Commission, „Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network“, Brussels, 2010.
- [48] Wensky, D., „Netzanbindung von Offshore-Windparks – Planung unter Systemgesichtspunkten“, ew, Heft 19-20/2004, S. 42-49, 2004.
- [49] Oswald, B. R., Hofmann, L., „Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar“, Hannover, 2010.

- [50] Brakelmann, H., „Belastbarkeit der Energiekabel“, VDE Verlag, 1984.
- [51] Nkt cables, „Produktinformationen Seekabel“, [www.nkt-cables.com](http://www.nkt-cables.com), zuletzt abgerufen am 24.7.2012.
- [52] Muckenhaupt & Nusselt, „Technische Informationen“, Wuppertal, 2006.
- [53] IEC 60287, „Electric cables - Calculation of the current rating“, Standard, IEC, Genf.
- [54] Graber, L., „Modellbasierte Bestimmung der SF<sub>6</sub>-Verlustrate in Gasisolierten Schaltanlagen“, Dissertation, ETH Zürich, 2009.
- [55] Felten & Guillaume, „Elektrischer Leiter vom Millikentyp mit verringerten Wirbelstromverlusten“, Patent, DE4036169A1, 1991.
- [56] Peschke, E., v. Olshausen, R., „Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung“, Publicis Publishing, 1998.
- [57] Brakelmann, H., Dong, T., Waschke, V., „Design and operation characteristics of long three-core submarine cables“, DEWEK, Bremen, Germany, Nov. 2010.
- [58] Oswald, B. R., „380 kV Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu“, Gutachten, Hannover, 2007.
- [59] Heumann, K., „Grundlagen der Leistungselektronik“, Teubner Verlag, Stuttgart, 1996.
- [60] Laures, W., „Untersuchungen zum Einsatz von Höchstspannungskabeln großer Längen in der 400-kV-Ebene“, Dissertation, Universität Duisburg-Essen, 2003.
- [61] ABB, „Schaltanlagen“, Cornelsen Verlag, Düsseldorf, 1987.
- [62] E.ON Netz GmbH, „Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung“, Bayreuth, 2006.
- [63] Brosch, P. F., Landrath, J., Wehberg, J., „Leistungselektronik“, Verlag Vieweg, Braunschweig, 2000.

- [64] Bogenrieder, W., „Netzanbindung des Offshore-Windparks Baltic 1 – Erste Erfahrungen aus dem Betrieb“, 4. Systemsicherheitskonferenz, Cottbus, 2011.
- [65] „Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben“, InfraStrPlanVBSchlG, BGBl. I S. 2833, ber. 2007 I S. 691.
- [66] DIN EN 62271-100, „Hochspannungs-Schaltgeräte und –Schaltanlagen Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter“, Beuth Verlag, 2009.
- [67] Von Auer, J.-H., „Mehr Kapazität, weniger Kohlendioxid“, BWK 7/8.2012, S. 38 f., Springer VDI Verlag, Düsseldorf.
- [68] Windkraft Journal, „Spannungsstabilisierung: Alstom erhält Auftrag für MSCDN-Anlagen an zwei Standorten von TenneT“, 29.07.2012.
- [69] Varma, R. K., Sidhu, T. S., „Bibliographic review of FACTS and HVDC applications in wind power systems“, International Journal of emerging Power Systems, Volume 7, Issue 3, The Berkeley Electronic Press, 2006.
- [70] Grünbaum, R., Pernot, J., „SVC light: a powerful tool for optimizing subtransmission and distribution of power“, ABB, 2001.
- [71] Martins, M., „Voltage Stability Issues Related to Implementation of Large Wind Farms“, Licentiate thesis, Chalmers University, Göteborg, Schweden, 2006.
- [72] Heggli, P. M., e.a., „System stability improvement in the RSA - Zimbabwe AC interconnection by installation of an SVC“, CIGRÉ, 1997.
- [73] Oskoui, A., Mathew, B., Hasler, J.-P., Oliveira, M., Larsson, T., Petersson, A., John, E., „Holly STATCOM - FACTS to Replace Critical Generation, Operational Experience“, IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, USA, 2006.
- [74] Noroozian, M. Petersson, N.A. Thorvaldson, B. Nilsson, A.B. Taylor, C.W., „Benefits of SVC and STATCOM for electric utility application“, IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, USA, 2003.

- [75] Deutsche Energieagentur, „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Köln, 2005.
- [76] Verband der Netzbetreiber, „Transmission Code 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, 2007.
- [77] E.on Netz, „Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung“, Bayreuth, 2003.
- [78] Federal Energy Regulatory Commission, „Order No. 661 A“, Washington, USA, 2005.
- [79] National Grid, „The Grid Code“, Issue 3, Rev 21, London, GB, 2007.
- [80] Smith, J. C., e.a., „A mighty wind“, IEEE power and energy magazine, pp. 41, march/april 2009.
- [81] Feltes, C., Engelhardt S., Kretschmann, J., Fortmann, J., Erlich, I., „Dynamic Performance Evaluation of DFIG-based Wind Turbines regarding new German Grid Code Requirements“, IEEE PES General Meeting, July 2010 Minneapolis, Minnesota, USA.
- [82] Wilch, M., Feltes, C., Erlich, I., „Reactive Power Generation by DFIG based Wind Farms with AC Grid Connection“, European Conference on Power Electronics and Applications, Aalborg, Denmark, September 2007.
- [83] Kennedy, J., Eberhart, R. C., "Particle Swarm Optimization", International Conference on Neural Networks IV, pages 1942-1948, Piscataway, NJ, 1995.
- [84] Kennedy, J., Eberhart, R. C., „Swarm Intelligence“, Morgan Kaufmann Publishers, 2001.
- [85] Yoshida, H., Kawata, K., Fukuyama, Y., Takayama, S., Nakanishi, Y., “A particle swarm optimization for reactive power and voltage control considering voltage security assessment”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 4, Nov. 2000, pp. 1232 –1239.

- [86] Esmín, A.A.A., Lambert-Torres, G., Zambroni de Souza, A.C., “A hybrid particle swarm optimization applied to loss power minimization”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005, pp. 859-866.
- [87] Zhao, B., Guo, C.X., Cao, Y.J., “A multiagent-based particle swarm optimization approach for optimal reactive power dispatch”, IEEE Transactions on Power Systems, No. 20, No. 2, May 2005, pp. 1070 – 1078.
- [88] Vlachogiannis, J.G., Lee, K.Y., “A Comparative Study on Particle Swarm Optimization for Optimal Steady-State Performance of Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 4, Nov. 2006 pp. 1718–1728.
- [89] Selvakumar, A. I., Thanushkodi, K., “A New Particle Swarm Optimization Solution to Nonconvex Economic Dispatch Problems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, Feb. 2007 pp.42–51.
- [90] Pappala, V. S., Wilch, M., Singh, S. N., Erlich, I., „Reactive Power Management in Offshore Wind Farms by Adaptive PSO“, IEEE ISAP Conference 2007, Kuala Lumpur, 2007.
- [91] Wilch, M., Pappala, V.S., Singh, S.N. & Erlich, I. „Reactive Power Generation by DFIG Based Wind Farms with AC Grid Connection“, IEEE Powertech, July 2007, Lausanne, Switzerland.
- [92] BDEW, „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin, Juni 2008, [www.bdew.de](http://www.bdew.de).
- [93] VDEW, Repräsentative Lastprofile, Mai 2000, BTU Cottbus.
- [94] Kundur, P., „Power System Stability and Control“, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [95] Elkington, K., Knazkins, V., Ghandhar, M., „On the rotor angle stability of power systems with Doubly Fed Induction Generators“, IEEE PowerTech, Lausanne, 2007.
- [96] Chondrogiannis, S., Barnes, M., „Stability of doubly-fed induction generator under stator voltage orientated vector control“, IET Renewable Power Generation, Volume 2, Issue 3, 2008.



- 
- [97] Conroy, J., Watson, R., „Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies“, IET Renewable Power Generation, Volume 3, Issue 1, 2009.
- [98] Erlich, I., Shewarega, F., Engelhardt, S., e.a., „Effect of Wind Turbine output current during faults on Grid Voltage and the Transient Stability of Wind Parks“, IEEE PES General Meeting, Calgary, 2009.
- [99] Erlich, I., Shewarega, F., Rueda, J. L., „Impact of Large Offshore Wind Farms on Power System Transient Stability“, PSCE, Seattle, 2009.
- [100] ESBNG, “Summary and Discussion Document for the Review of Frequency Issues for Wind Turbine Generators and Wind Farms”, Version 2.7, 2004-04-27.
- [101] Mullane, A. and O'Malley, M., „The inertial response of induction machine based wind turbines“, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.20, No.3, November 2005, pp. 1496-1503.
- [102] Kristoffersen, J.R., and Christiansen, P.: „Horns Rev offshore windfarm: its main controller and remote control system“, Wind Eng. J., 2003, Vol. 27, No. 5, pp. 351–360.
- [103] Ekanayake, J.B., and Jenkins, N.: „Comparison of the response of doubly-fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency“, IEEE Trans. Energy Conver., 2004, Vol.19, No. 4, pp. 800–802.
- [104] de Almeida, R. G. and Peças Lopes, J. A., „Primary frequency control participation provided by doubly fed induction wind generators“ in Proc. 15th Power Systems Computation Conf., Liege, Belgium, Aug. 2005.
- [105] Morren, J., de Haan, S. W. H., Kling, W. L. and Ferreira, J. A., „Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control“, IEEE Trans. Power. Syst., vol. 21, no. 1, pp. 433–434, Feb. 2006.
- [106] Hughes, F.M., Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Strbac, G., „Control of DFIG-based wind generation for power network support“, IEEE Transactions on Power Systems, vol.20, no.4, pp. 1958-1966, Nov. 2005.
-

- [107] Anaya-Lara, O., Hughes, F. M., Jenkins, N. and Strbac, G., „Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation” Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib., vol. 153, no. 2, pp. 164–170, Mar. 2006.
- [108] Koch, F. W., Erlich, I., Shewarega, F., and Bachmann, U.: „Dynamic interaction of large offshore wind farms with the electric power system”, Proc. of IEEE Power-tech Conf., Bologna, Italy, 2003.
- [109] El Mokadem, M.; Courtecuisse, V.; Saudemont, C.; Robyns, B.; Deuse, J., „Experimental study of wind generator participation to primary frequency control”, International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics, 2007. ACEMP'07, pp.719-724, 10-12 Sept. 2007.
- [110] Ullah, N.R.; Thiringer, T.; Karlsson, D., „Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines - Potential and Applications”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, no.2, pp.601-612, May 2008.
- [111] Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43, Bonn, 5. August 2011.
- [112] AG Energiebilanzen, „Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 nach Energieträgern“, Berlin, August 2011.

## **Veröffentlichungen im Rahmen dieser Arbeit**

- /1/ Wilch, M., “Disadvantages of non-optimal Implementations of Power Reduction during over-frequency events”, 1<sup>st</sup> International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, October 2011, Aarhus, Denmark.
  
- /2/ Erlich, I., Wilch, M., “Primary frequency control by wind turbines”, IEEE PES General Meeting 2010, July 2010, Minneapolis, USA.
  
- /3/ Deutsche Energieagentur, „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore für die Jahre 2020-2025“ (dena-Netzstudie II), Abschlussbericht, Köln, 2010.
  
- /4/ Erlich, I., Krost, G. & Wilch, M., „Wind Integration into the Costa Rican Power Grid”, Final Report, Duisburg, Juli 2010.
  
- /5/ Nebel, A., Wilch, M., Erlich, I., „Comparison of different voltage control strategies of wind turbines connected to distribution grids”, Invention 09, October 2009, Gliwice, Poland.
  
- /6/ Erlich, I., Feltes, C. & Wilch, M., „Beitrag von Windturbinen zur Spannungs- und Wirkleistungsregelung in elektrischen Netzen“, Internationaler ETG-Kongress 2009, Oktober 2009, Vol. 3, S. 121-127, Düsseldorf.
  
- /7/ Hidalgo, A., Krost, G., Urena, L. & Wilch, M., „Wind Integration into the Costa Rican Power Grid”, Concept Study, Duisburg/San Jose, Januar 2009.

- /8/ Wilch, M., Erlich, I., Fortmann, J. & Koch, F., „A novel centralised wind farm controller utilising voltage control capability of wind turbines”, 16th Power Systems Computation Conference, July 2008, Glasgow, Scotland.
  
- /9/ Erlich, I., Feltes, C., Shewarega, F. & Wilch, M., „Interaction of Large Off-shore Wind Parks with the Electrical Grid”, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April 2008, Nanjing, China.
  
- /10/ Deutsche Energieagentur, „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore für die Jahre 2020-2025“ (dena-Netzstudie II), Zwischenbericht, Köln, 2008.
  
- /11/ Pappala, V.S., Wilch, M., Singh, S.N. & Erlich, I., „Reactive Power Management in Offshore Wind Farms by Adaptive PSO”, 14<sup>th</sup> International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, November 2007, Kaohsiung, Taiwan.  
  
Best Paper Award IEEE ISAP 2007
  
- /12/ Wilch, M., Feltes, C. & Erlich, I., „Reactive Power Generation by DFIG based Wind Farms with AC Grid Connection”, European Conference on Power Electronics and Applications, September 2007, Aalborg, Denmark.
  
- /13/ Wilch, M., Pappala, V.S., Singh, S.N. & Erlich, I. „Reactive Power Generation by DFIG Based Wind Farms with AC Grid Connection”, IEEE Powertech, July 2007, Lausanne, Switzerland.

/14/ Pappala, V.S., Wilch, M., Singh, S.N. & Erlich, I., "Reactive Power Management in Offshore Wind Farms by Adaptive PSO", Engineering Intelligent Systems, June 2007 Vol. 15 No. 15 pp. 91-98.

/15/ Wilch, M. „Erzeugung von Blindleistung durch Offshore-Windparks mit Drehstrom-Netzanbindung“, Dresdner Kreis 2007, März 2007, Hannover.



## **Betreute studentische Abschlussarbeiten**

- 1) Uca, Rasit: „Darstellung der Prinzipien und Potentiale von Redox-Flow-Batterien zur Energiepufferung bei regenerativen Energiequellen“, Bachelorarbeit, 2007.
- 2) Koziol, Marc: „Untersuchung zu Nutzen und Wirtschaftlichkeit der Onshore-Speicherung von Offshore-Windenergie“, Bachelorarbeit, 2009.
- 3) Holopov, Eugen: „Bestimmung der Kosten der durch die Windenergie verursachten Regelenergievorhaltung“, Bachelorarbeit, 2009.
- 4) Hoeft, Alexandra: „Effects of increased wind power in-feed on system stability“, Abschlussbericht DAAD RISE-Stipendium, 2009.
- 5) Faber, Daniel: „Aufbereitung eines Praktikumsversuches zum Schutz des Menschen vor elektrischen Schlägen“, Bachelorarbeit, 2009.
- 6) Nebel, Arjuna: „Simulation des netzdynamischen Verhaltens von Windenergieanlagen mit doppeltgespeistem Asynchron-generator“, Diplomarbeit TU Clausthal, 2009.
- 7) Zhang, Yonggang: „Identification of „rules of thumb“ for maximum wind power share in electrical transmission grids“, Masterarbeit, 2010.
- 8) Pieczyk, Walter: „Stabilitätsuntersuchungen im zukünftigen Verbundnetz Costa Ricas bei hoher Windenergieeinspeisung“, Diplomarbeit, 2010.
- 9) Klassen, Ivan: „Stabilitätsuntersuchungen im zukünftigen Verbundnetz Costa Ricas bei hoher Windenergieeinspeisung“, Diplomarbeit, 2010.